



Universidade de Brasília

Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de
Geração da Energia Elétrica Consumida pela
Universidade de Brasília por meio de Usina Solar
Fotovoltaica Flutuante**

Pedro Henrique Borges da Silva

Monografia apresentada como requisito parcial
para conclusão do Bacharelado em Engenharia Elétrica

Orientador
Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani

Brasília
2019



Departamento de Engenharia Elétrica

Pedro Henrique Borges da Silva

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani (Orientador)

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho
Universidade de Brasília Universidade de Brasília

Brasília, 05 de dezembro de 2019

Dedicatória

A minha mãe Ynara e a meu pai Nivaldo.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, por nunca deixar me faltar saúde, comida, teto e família, sem o que não poderia seguir em frente.

A meus pais que sempre me apoiaram e me proporcionaram as melhores condições para chegar até aqui.

A minha família por todo amor recebido. A meu irmão João por ser meu exemplo de dedicação acadêmica.

A todos meus amigos da escola e da vida que me acompanharam e tornaram minha jornada na universidade mais leve e divertida.

A meus queridos amigos Jéssica, Antônio, Túlio, Lúcio, Annabella e Carol que chegaram tardiamente, mas que fizeram eu finalmente me sentir abraçado na engenharia elétrica. Muito obrigado!

Ao professor Shayani pela valiosa orientação no TCC e no PIBIC, que foi indicado a prêmio destaque na área de exatas, em um dos momentos mais felizes e gratificantes que tive como estudante.

À Universidade de Brasília, pelo ensino de excelência que me proporcionou, e por ser um ambiente plural, onde se respeita a diferença.

À sociedade brasileira que possibilitou que eu recebesse ensino de qualidade e gratuito. Espero poder retribuir à altura ajudando meu país por meio do meu trabalho.

Resumo

Dados mostram que a participação da energia solar fotovoltaica (FV) na matriz elétrica brasileira é reduzida a 0,5%, e que a maior parte dos sistemas são de pequeno porte. É de relevância ambiental, social e econômica para o país que fontes limpas e renováveis cresçam e tenham maior participação na matriz. No que tange a energia FV, um dos maiores empecilhos ao desenvolvimento de grandes sistemas é a necessidade de ocupação de grandes áreas. Em um contexto urbano, tal recurso é escasso e dispendioso. Uma forma recente de abordar o problema é a implantação de sistemas fotovoltaicos flutuantes em corpos d'água, denominados fotovoltaica flutuante (FVF). Assim sendo, este trabalho tem como objetivo estudar a aplicação da FVF no contexto brasileiro por meio de um estudo de viabilidade de geração da energia consumida pela Universidade de Brasília (UnB) com FVF. Através de modelo matemático baseado em literatura, é dimensionado e simulado para condições em solo e flutuante um sistema modular de geração. Tal sistema, depois, é utilizado para integrar propostas de usinas de grande porte que gerem a energia consumida pela UnB. A viabilidade econômica de tais propostas é estudada. Os resultados mostram que a FVF possui desempenho superior ao módulo em solo, apresentando indicadores de desempenho 4,08% superiores, incluindo a geração anual. As alternativas de usina de grande porte apresentaram resultados variados. Um sistema de 5 MW de GD apresentou VPL de R\$ 36.197.771, TIR de 16,33%, *Payback* Descontado de 9,39 anos, e LCOE de 0,46 R\$/kWh, resultados, portanto, positivos. Alternativas propostas de 14,53 MWp que geram 100,96% da energia consumida pela UnB tiveram piores resultados. Quando a usina atua exclusivamente em ambiente de contratação regulada (ACR), o investimento é inviável; quando 6,68 MWp atuam como GD e 7,85 MWp atuam em ACR, o investimento é viável com seguintes indicadores: VPL de R\$ 14.742.145, *Payback* Descontado de 19,75 anos, TIR de 9,29% e LCOE de 0,46 R\$/kWh. Porém, gera menos lucro que a alternativa de 5 MW. A sensibilidade dos investimentos a diferentes parâmetros da análise financeira é estudada.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica, fotovoltaica flutuante, usina solar fotovoltaica de grande porte

Abstract

Data shows that the contribution of solar photovoltaic energy to the Brazilian electric matrix is down to 0,5% and that most of the systems are small size. It is of environmental, social and economical relevance that clean and renewable sources contribution to the matrix keep growing. One of the biggest difficulties to the development of utility-scale PV is the need of big areas. In an urban context, land is expensive and scarce. A new way of avoiding this problem is the deployment of PV systems floating in water bodies, which is called floating photovoltaics (FPV). That being said, this work has the objective of studying the FPV in the Brazilian context, through a feasibility study of generating the consumed energy of Universidade de Brasília (UnB) with FPV. Using mathematical models based in literature, it is scaled and simulated for ground and floating conditions a modular system of generation. Then, this systems is used to integrate utility-scale scenario proposals that can generate the consumed energy of UnB. The economic study is made. Results show that FPV has a better performance than ground-mounted PV with 4,8% higher performance indexes, including annual energy production. The utility-scale alternatives had diverse results. A 5 MW DG had R\$ 36.197.771 NPV, 16,33% IRR, 9,39 years to payback, and 0,46 R\$/kWh LCOE, thus, positive results. 14,53 MWp alternatives had worse results. When the power plant operates in regulated market exclusively, the investment is not viable. When 6,68 MWp operate as DG and 7,85 MWp in regulated market, the investment is viable with following indexes: R\$ 14.742.145 NPV, 19,75 years payback, 9,29% IRR and 0,46 R\$/kWh LCOE. However, the 5MW generated more profit. A sensitivity analysis was performed.

Keywords: photovoltaic solar energy, floating photovoltaics, utility-scale solar photovoltaic power plant

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Objetivos	4
1.2.1	Objetivos Gerais	4
1.2.2	Objetivos Específicos	4
2	Referencial Teórico	6
2.1	Recurso solar	6
2.2	Energia solar fotovoltaica	10
2.2.1	Princípio de funcionamento	10
2.2.2	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	12
2.3	Sistemas de geração fotovoltaicos	15
2.4	Fotovoltaica Flutuante	17
2.5	Geração Distribuída no Brasil	22
2.6	Modelo tarifário brasileiro	24
2.7	Mercado de energia	26
2.8	Análise financeira	26
2.8.1	Fluxo de caixa	27
2.8.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	27
2.8.3	Valor Presente Líquido (VPL)	27
2.8.4	Taxa Interna de Retorno (TIR)	28
2.8.5	Tempo de Retorno Descontado	28
2.8.6	Retorno sobre Investimento	29
2.8.7	Custo Nivelado de Energia	29
2.9	Local escolhido para o estudo	29
2.9.1	A Universidade de Brasília (UnB)	29
2.9.2	O Lago Paranoá	30

3	Métodos e Materiais	32
3.1	Análise técnica	32
3.1.1	Determinação do consumo de energia elétrica	33
3.1.2	Dados climatológicos	33
3.1.3	Cálculos de dimensionamento	34
3.1.4	Cálculos de simulação	36
3.1.5	Determinação de alternativas de usinas	38
3.2	Análise financeira	39
3.2.1	Hipóteses macroeconômicas	40
3.2.1.1	Inflação	40
3.2.1.2	Taxa de juros	40
3.2.2	Despesas	41
3.2.2.1	Despesas de capital	41
3.2.2.2	Despesas operacionais	41
3.2.2.3	Despesa com troca de inversores	41
3.2.2.4	Juros do empréstimo	42
3.2.3	Receitas	42
3.2.3.1	Tarifa de energia	42
3.2.3.2	Preço de venda de energia em Ambiente de Contratação Regulada	44
3.2.4	Diagrama de Fluxo de Caixa	44
3.2.5	Análise de sensibilidade	45
3.3	Materiais	46
3.3.1	NSRDB Data Viewer	46
3.3.2	<i>MATrix LABoratory</i> (MATLAB)	46
3.3.3	Microsoft Office Excel	46
3.3.4	Google Maps	46
4	Resultado e Discussão	47
4.1	Análise técnica	47
4.1.1	Dados de consumo de energia elétrica	47
4.1.2	Dados climatológicos	47
4.1.3	Resultado do dimensionamento	51
4.1.4	Coeficientes de perdas	54
4.1.5	Resultados das simulações para usina em solo	55
4.1.6	Resultados das simulações para usina flutuante	58
4.1.7	Determinação das alternativas de implementação de usina	63
4.2	Análise financeira	66
4.2.1	Hipóteses macroeconômicas	66

4.2.2 Despesas	67
4.2.2.1 Despesas de capital	67
4.2.2.2 Despesa com troca de inversores	67
4.2.2.3 Juros do empréstimo	68
4.2.3 Receitas	69
4.2.4 Resultado da análise de viabilidade financeira	70
4.2.4.1 Alternativa 1: 6,68 MWp de Geração Distribuída	72
4.2.4.2 Alternativa 2: 14,53 MWp em Ambiente de Contratação Re- gulada	77
4.2.4.3 Alternativa 3: 6,68 MWp de Geração Distribuída + 7,85 MWp em Ambiente de Contratação Regulada	83
4.2.4.4 Alternativa 4 Hipotética: 14,53 MWp de Geração Distribuída .	88
5 Conclusão	94
Referências	96
Apêndice	99
A Algoritmo para Dimensionamento e Simulação de Sistema Fotovoltaico	100
B Diagrama Unifilar da Usina Fotovoltaica Modular e Memorial de Cál- culo	108
C Planta Baixa de Usina Fotovoltaica Flutuante e Plantas de Ocupação do Lago Paranoá	111
D Fluxos de Caixa das Alternativas de Usinas Solares Fotovoltaicas Es- tudadas	115
Anexo	128
I Planilha de Dados de Consumo de Energia Elétrica da Universidade de Brasília	128

Lista de Figuras

1.1	Geração de eletricidade por fonte no mundo (1990-2017) (modificado).	1
1.2	Evolução do Custo Nivelado de Energia de fontes renováveis (modificado).	2
1.3	Matriz Elétrica Brasileira em 2018.	3
2.1	Representação das componentes de radiação solar (modificado) [1].	6
2.2	Representação dos ângulos principais referentes a um plano em terra sujeito a radiação solar (modificado) [1].	7
2.3	Irradiação Global Horizontal no mundo, médias diária e anual (modificado) [2].	8
2.4	Total diário da irradiação global horizontal (modificado) [3].	9
2.5	Vista esquemática de célula fotovoltaica (modificado). [1].	10
2.6	(a) Absorção de um fóton por um semicondutor. O fóton com energia $E_{ph} > E_G$ excita o elétron de E_i para E_f , criando um par de elétron-lacuna. (b) Modelo de célula fotovoltaica. 1- a absorção do fóton leva a criação um par elétron-lacuna; 2- alguns elétrons e lacunas se recombinam; 3- o campo elétrico da zona de depleção separa os elétron e as lacunas 4- as cargas separadas criam uma diferença de potencial que pode alimentar um circuito. 5- depois que os elétrons passam pelo circuito, se recombinam com as lacunas (Fonte: [4])	11
2.7	Circuito equivalente de diodo único de uma célula fotovoltaica [1].	13
2.8	Curvas I-V e P-V características da célula fotovoltaica [5].	14
2.9	Efeito da variação da temperatura da célula FV nas curvas (a) I-V e (b) P-V (modificado) [1]	14
2.10	Efeito da variação da irradiância na célula FV nas curvas (a) I-V e (b) P-V (modificado) [1]	15
2.11	Tipo de Sistemas FV [4]	17
2.12	Esquemático dos elementos componentes de um sistema (modificado) FVF [6].	19

2.13	Flutuador disponível comercialmente. (a) Partes da peça: 1- flutuador principal para módulo FV; 2- flutuador secundário para manutenção e flutuabilidade; 3- pino de conexão; 4- trilho de fixação do módulo; 5- módulo. (b) Vista superior dos flutuadores com módulos instalados [7]	19
2.14	Exemplos reais de aplicação de FVF	20
2.15	Exemplos de FVF existentes no Brasil	21
2.16	Sistemas FVF instalados no Brasil	21
2.17	Crescimento do número de instalações de GD à rede até dezembro de 2018 [8].	23
2.18	Crescimento da potência instalada de GD até dezembro de 2018 [8].	24
2.19	Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018.	24
2.20	Os quatro campi da Universidade de Brasília (imagens da internet)	30
2.21	Vista de satélite do Lago Paranoá (Google Maps)	31
2.22	Localização do lago e dos 3 campi da UnB no DF (Google Maps)	31
3.1	Esquemático da metodologia de análise técnica.	33
3.2	Visualização da ferramenta <i>NSRDB Data Viewer</i>	34
3.3	Esquemático de blocos da usina modular (modificado)..	35
3.4	Esquemático da metodologia usada para cálculos de viabilidade econômica. Os dados econômicos em destaque serão estudados na análise de sensibilidade.	39
3.5	Conta de energia do medidor geral do campus Darcy Ribeiro de junho de 2016. Em destaque, classificação do tipo de consumidor.	43
4.1	Distância entre o local da usina e a estação de dados climatológicos mais próxima disponível em NSRDB.	48
4.2	Irradiação global em plano horizontal (GHI), irradiação global em plano inclinado (GTI) e temperatura ambiente para os dias 21/04/2007, 07/09/2012 e 25/12/1999	49
4.3	Perfil de irradiância global horizontal e inclinada a 16° do local escolhido para a usina (-15,7934 -47,882).	50
4.4	(Irradiação diária média no plano horizontal (Ghd) e no plano inclinado (Gtd) -15,7934 -47,882).	50
4.5	Diagrama unifilar da usina modular.	53
4.6	Planta baixa de projeto de usina flutuante.	54
4.7	Desempenho de geração do módulo ao longo do ano para caso de usina instalada em solo	56
4.8	Desempenho do inversor ao longo do ano para caso de usina instalada em solo	57

4.9	Geração mensal de energia pela usina modular instalada em solo.	58
4.10	Desempenho de geração do módulo ao longo do ano para caso de usina instalada em solo	60
4.11	Desempenho do inversor ao longo do ano para caso de usina flutuante . . .	61
4.12	Geração mensal de energia pela usina modular flutuante.	62
4.13	Planta de ocupação do Lago Paranoá da alternativa de usina flutuante 1. .	65
4.14	Planta de ocupação do Lago Paranoá das alternativa de usina flutuante 2-4.	66
4.15	Composição do CAPEX para Usinas Fotovoltaicas de Grande Porte no Brasil em 2018.	68
4.16	Comparativo entre reajuste tarifário da CEB, IPCA e IGP-M entre os anos de 2004 e 2016 (Duarte).	70
4.17	Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 1 de usina.	74
4.18	Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 1 de usina.	74
4.19	Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao Reajuste Ta- rifário Anual da alternativa 1 de usina.	75
4.20	Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Reajuste Tarifário Anual da alternativa 1 de usina.	75
4.21	Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado à TMA da a alternativa 1 de usina.	76
4.22	Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 2 de usina.	79
4.23	Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado da al- ternativa 2 de usina.	79
4.24	Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao preço de venda da energia da alternativa 2 de usina.	80
4.25	Gráfico: Sensibilidade da TIR ao preço de venda da energia da alternativa 2 de usina.	81
4.26	Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado à TMA da alter- nativa 2 de usina.	81
4.27	Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado para a alternativa 3 de usina.	84
4.28	Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado para a alternativa 3 de usina.	85
4.29	Gráfico: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao preço de venda da energia para a alternativa 3 de usina.	85

4.30	Gráfico: Sensibilidade da TIR ao preço de venda da energia para a alternativa 3 de usina.	86
4.31	Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado à TMA para a alternativa 3 de usina.	86
4.32	Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 4 de usina.	90
4.33	Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 4 de usina.	90
4.34	Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Reajuste Tarifário Anual da alternativa 4 de usina.	91
4.35	Sensibilidade da TIR ao Reajuste Tarifário Anual da alternativa 4 de usina.	91
4.36	Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado à TMA da alternativa 4 de usina.	92

Lista de Tabelas

3.1	Modelo de diagrama de fluxo de caixa utilizado neste trabalho	44
3.2	Variações dos parâmetros de entrada consideradas para análise de sensibi- lidades das propostas de usinas	45
4.1	Médias anual, mensal e diária de consumo de energia elétrica e de despesas financeiras com conta de energia da UnB	47
4.2	Especificações técnicas a condições padrão de teste (STC) do módulo fo- tovoltaico utilizado no dimensionamento	52
4.3	Especificações técnicas do inversor utilizado no dimensionamento.	52
4.4	Resumo dos dados resultantes do dimensionamento da usina modular. . .	53
4.5	Coeficientes de perdas e eficiências	55
4.6	Temperatura do módulo flutuante (FPV) e em solo (PV) a diferentes níveis de irradiância. Fonte: [9]	59
4.7	Comparação dos resultados técnicos para usina em solo e flutuante	62
4.8	Resumo das alternativas de usina propostas para este estudo.	64
4.9	Dados de CAPEX médio para usinas solares fotovoltaicas de grande porte.	67
4.10	Descrição das componentes da TLP do BNDES usada neste estudo.	69
4.11	Tarifas cobradas pela CEB para tipo de consumidor em que se enquadra a UnB, em horário Fora de Ponta.	69
4.12	Dados de preço de venda de energia de fonte solar fotovoltaica dos últimos leilões da ANEEL.	70
4.13	Resumo das hipóteses adotadas na análise de viabilidade financeira	71
4.14	Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 1	71
4.15	Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 2	71
4.16	Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 3	72
4.17	Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 4	72

4.18	Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para a alternativa 1 de usina fotovoltaica (6,68 MWp de Geração Distribuída)	73
4.19	Valores limiares dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade da alternativa 1	76
4.20	Sensibilidade da TIR da alternativa 1 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Reajuste Tarifário Anual (primeira coluna, em porcentagem).	77
4.21	Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para a alternativa 2 de usina fotovoltaica (14,53 MWp em Ambiente de Contratação Regulado) . .	78
4.22	Valores limiares para viabilidade dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade para a alternativa 2 de usina.	82
4.23	Sensibilidade da TIR da alternativa 2 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Preço de Venda de Energia (primeira coluna, em R\$/kWh).	82
4.24	Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para a alternativa 3 de usina fotovoltaica (6,68 MWp de Geração Distribuída + 7,85 MWp em Ambiente de Contratação Regulado)	83
4.25	Valores limiares para viabilidade dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade da alternativa 3 de usina.	87
4.26	Sensibilidade da TIR da alternativa 3 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Preço de Venda de Energia (primeira coluna, em R\$/kWh).	88
4.27	Resultado dos indicadores de viabilidade financeira da alternativa 4 de usina fotovoltaica (14,53 MWp de Geração Distribuída).	89
4.28	Valores limiares para viabilidade dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade da alternativa 4 de usina.	92
4.29	Sensibilidade da TIR da alternativa 4 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Reajuste Tarifário Anual (%).	93
B.1	Memorial de cálculo de dimensionamento de proteção de sobrecorrente, de seccionamento e cabeamento do circuito CC	110
D.1	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 1 - 6,68 MWp, cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo)	116
D.2	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 1 - 6,68 MWp, cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)	117

D.3	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 1 - 6,68 MWp, cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)	118
D.4	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 2 - 14,53 MWp, cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo)	119
D.5	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 2 - 14,53 MWp, cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)	120
D.6	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 2 - 14,53 MWp, cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)	121
D.7	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 3 - 6,68 MWp de GD + 7,85 MWp em ACR, cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo) .	122
D.8	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 3 - 6,68 MWp de GD + 7,85 MWp em ACR, cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)	123
D.9	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 3 - 6,68 MWp de GD + 7,85 MWp em ACR, cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)	124
D.10	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 4 - 14,53 MWp de GD (hipotético), cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo)	125
D.11	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 4 - 14,53 MWp de GD (hipotético), cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)	126
D.12	Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 4 - 14,53 MWp de GD (hipotético), cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)	127

Lista de Abreviaturas e Siglas

ACL Ambiente de Contratação Livre.

ACR Ambiente de Contratação Regulada.

AM Amazonas.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica.

BA Bahia.

BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.

CA Corrente Alternada.

CAPEX *Capital Expenditure*.

CC Corrente Contínua.

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CEB Companhia Energética de Brasília.

CF *Capacity Factor*.

CIGS cobre-índio-sódio-selênio.

CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

DF Distrito Federal.

DHI *Diffuse Horizontal Irradiance*.

EAF *Energy Availability Factor*.

EPE Empresa de Pesquisa Energética.

FDI Fator de Dimensionamento do Inversor.

FPV *Floating Photovoltaics*.

FV fotovoltaica.

FVF Fotovoltaica Flutuante.

GD Geração Distribuída.

GEE Gases de Efeito Estufa.

GHI *Global Horizontal Irradiance*.

GTI *Global Tilted Irradiance*.

HSP Horas de Sol Pleno.

ICC Instituto Central de Ciências.

IDEAL Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina.

IEA International Energy Agency.

IFC *International Finance Corporation*.

INPE Instituto Espacial de Pesquisas Espaciais.

IPCA Índice de Preços ao Consumidor Amplo.

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change.

IRENA International.

LCOE Levelized Cost of Energy.

MATLAB *MATrix LABoratory*.

MME Ministério de Minas e Energia.

NOCT *Nominal Operating Cell Temperature*.

NREL *National Renewable Energy Laboratory*.

NSRDB *National Solar Radiation Database*.

NTN-B Notas do Tesouro Nacional série B.

OPEX *Operational Expenditure.*

PMP Ponto de Máxima Potência.

PR *Performance Ratio.*

PRC Prefeitura da Universidade de Brasília.

REN Resolução Normativa.

ROI *Return of Investment.*

SIN Sistema Interligado Nacional.

SP São Paulo.

SPMP Seguidor de Ponto de Máxima Potência.

STC *Standard Test Conditions.*

SVF *Sky View Factor.*

SY *Specific Yield.*

TIR Taxa Interna de Retorno.

TJLP Taxa de Juros de Longo Prazo.

TLP Taxa de Longo Prazo.

TMA Taxa Mínima de Atratividade.

TMY *Typical Meteorological Year.*

UnB Universidade de Brasília.

VPL Valor Presente Líquido.

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A descoberta do aquecimento global alertou a humanidade para o perigo da utilização desenfreada de combustíveis fósseis como matéria-prima para geração de energia. A queima desses materiais, sabe-se, emite Gases de Efeito Estufa (GEE), apontados como principais causadores do processo de aquecimento da Terra. O estudo das mudanças climáticas, portanto, trouxe consigo a necessidade de inovação tecnológica para a redução das emissões dos GEE, bem como a promoção do desenvolvimento sustentável. Nesse sentido, o setor elétrico deve ser grande partícipe e promotor das mudanças, posto que ele utiliza majoritariamente combustíveis fósseis para geração de energia elétrica [10]. A Figura 1.1 mostra a evolução da matriz elétrica do mundo nos últimos anos.

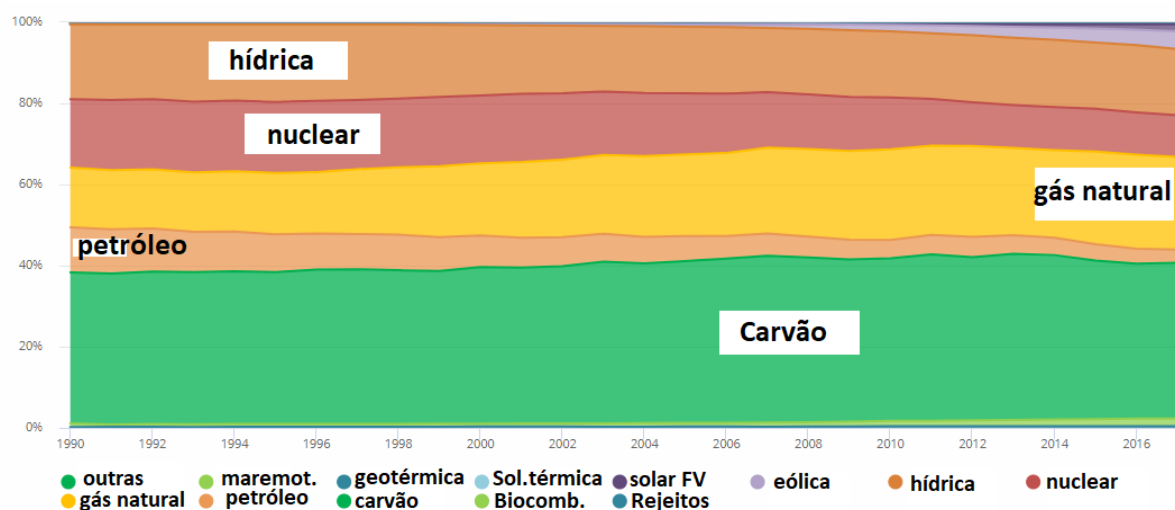


Figura 1.1: Geração de eletricidade por fonte no mundo (1990-2017) (modificado) [10].

Nesse contexto, surge a alternativa das energias renováveis que são aquelas que provêm de recursos naturais que se renovam em uma velocidade maior que o uso feito pelo ser humano. Ora vistas com ceticismo por parte da sociedade, as energias renováveis se mostram cada vez mais competitivas, ganhando participação crescente na matriz energética

mundial. O que antes era, contudo, apontado como um entrave para o pleno desenvolvimento dessas tecnologias no setor elétrico, isto é, a viabilidade financeira, se tornou mais uma vantagem para esse investimento. Economicamente, algumas fontes de energia renováveis já se mostram em pé de igualdade com fontes não renováveis.

O Custo Nivelado de Energia (LCOE), isto é, o custo médio de geração de eletricidade por meio de determinada fonte, de todas tecnologias renováveis comercialmente disponíveis caiu em 2018, acompanhando quedas nos anos anteriores. Destacam-se a energia solar fotovoltaica (FV), a energia geotérmica e a energia eólica, que apresentam LCOE dentro da faixa de custo médio dos combustíveis fósseis. Esses dados são apresentados no estudo Renewable Energy Costs 2018 da Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), em que fica clara a tendência de barateamento das tecnologias renováveis. O estudo conclui que já em 2020 as energias solar e eólica devem oferecer eletricidade mais barata que a alternativa de fonte fóssil mais barata [11] Portanto, nota-se que o que antes era uma promessa para o futuro já é uma realidade se concretizando mundialmente.

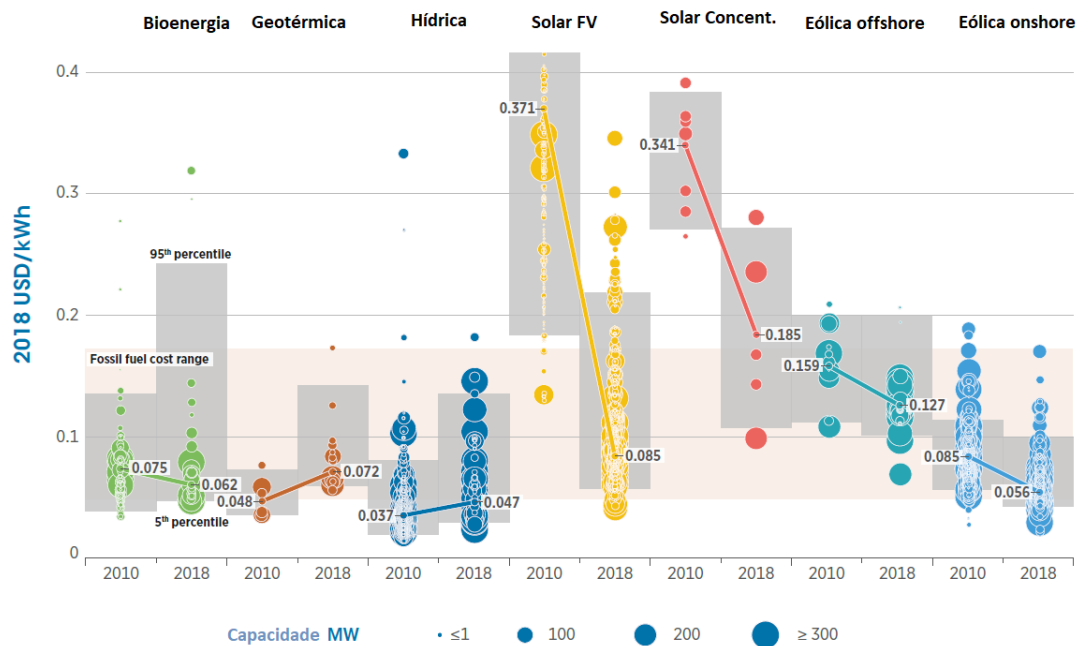


Figura 1.2: Evolução do Custo Nivelado de Energia de fontes renováveis (modificado) [11].

Ressalta-se que a energia solar fotovoltaica teve a redução de custo mais expressiva. Entre 2010 e 2018 o LCOE médio mundial para essa fonte apresentou redução de 77% [11]. O desenvolvimento e aperfeiçoamento dessa tecnologia é importante porque apresenta vantagens econômicas (segurança energética, geração local de empregos), social (redução do impacto na saúde causado pela poluição do ar, redução em acidentes em minas de

carvão, contribuição para acesso off-grid) e ambiental (reduz emissão de GEE e mineração de carvão) [12].

A tendência mundial de crescimento para energia solar também se observa no Brasil. Com a aprovação da Resolução Normativa (REN) 482 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, instituiu-se o sistema de compensação de energia elétrica, criando um mercado de Geração Distribuída (GD) fortemente baseado em energia solar fotovoltaica. Com crescimento médio de 221% ao ano entre 2012 e 2018 [13], a quantidade de conexões à rede atingiu a marca de 1 GW instalado de GD em 2019. Desse montante, cerca de 87% constitui-se de micro e minigeração de energia solar fotovoltaica [14].

Com todo esse crescimento dos últimos anos, a energia solar, no entanto, tem participação de apenas 0,5% na matriz elétrica brasileira em 2018 [15]. Ainda que a GD tenha muito espaço para crescimento nas atuais regras estabelecidas, há que se observar as oportunidades existentes fora delas.

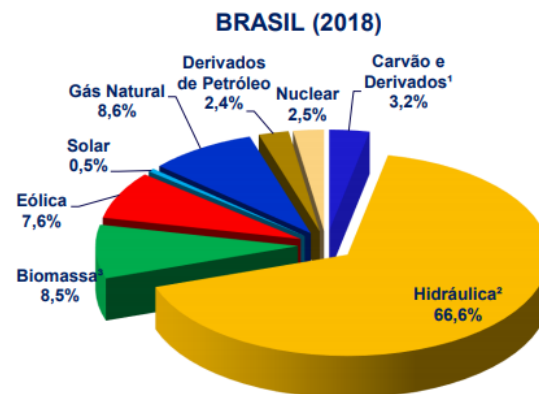


Figura 1.3: Matriz Elétrica Brasileira em 2018 [15].

Uma das áreas em que energia fotovoltaica é pouco presente é a geração em grande escala. Estudo de mercado constata que a maior parte dos projetos comercializados é de potência instalada menor que 50 kW, sendo raros os casos de projetos acima de 200 kW [13]. Portanto, observa-se uma janela de oportunidade cujo potencial deve ser estudado: as usinas solares fotovoltaicas de grande porte.

Em países com pouca disponibilidade de terras, como é o caso do Japão, a aplicação da tecnologia em grande escala já é feita em estruturas flutuantes sobre corpos d'água [16]. Essa utilização, a que se dá o nome de Fotovoltaica Flutuante (FVF), apresenta vantagens, como redução de perdas por poeira e conservação de terreno. A realidade

brasileira é propícia também a esse tipo de uso da tecnologia fotovoltaica, dada a grande quantidade de reservatórios de hidrelétricas presente em nosso território [17].

Por conseguinte, dado o potencial brasileiro para a energia solar, é notório que novas modalidades de uso da tecnologia fotovoltaica, como as usinas de grande porte e a fotovoltaica flutuante, devem ser estudadas e ampliadas com vistas ao desenvolvimento sustentável.

Este trabalho contribuirá nesse sentido a partir de um estudo de viabilidade técnica e econômica. Tomando o caso concreto de um agente público com grande consumo de energia, a Universidade de Brasília, será tecnicamente viável gerar sua energia consumida anualmente por meio de energia fotovoltaica flutuante instalada no Lago Paranoá, levando em consideração sua energia consumida anualmente e as características meteorológicas do local? Economicamente, será viável a implantação de um sistema com tal geração em uma das possibilidades de operação econômica da usina, determinadas legalmente? Partindo desses questionamentos se define os objetivos deste trabalho.

O presente estudo foi realizado no âmbito do Programa de P&D da ANEEL, na Chamada ANEEL Nº 001/2016 "Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior", e do Termo de Cooperação Técnica 502/2018, celebrado entre CEB Distribuição S.A. e Fundação Universidade de Brasília, intitulado "Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília Integrada à Rede de Distribuição da CEB".

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

O objetivo geral deste trabalho é efetuar um estudo de viabilidade técnica e econômica de se gerar a energia elétrica consumida anualmente pela Universidade de Brasília por meio de fonte limpa e renovável por meio de tecnologia solar fotovoltaica flutuante conectada à rede elétrica de distribuição.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar arranjo de sistema fotovoltaico modular que irá compor propostas de usinas, isto é, os módulos em série e em paralelo;
- Determinar geração anual do sistema modular flutuante e em solo;
- Dimensionar cabos e proteções do arranjo fotovoltaico;

- Dimensionar espaçamento das propostas de usinas flutuantes;
- Determinar a viabilidade econômica das propostas de usinas levantadas, usando os indicadores TIR, VPL, *Payback* descontado, e LCOE;
- Determinar a sensibilidade das propostas de usinas a diferentes parâmetros econômicos de entrada da análise.

2 Referencial Teórico

2.1 Recurso solar

A disponibilidade de recurso solar em um local é dada pela radiação solar que chega ao solo. Essa radiação sofre influência da atmosfera e do ambiente ao redor, que a absorve e dispersa. Pode-se definir três componentes básicas dos raios solares incidentes em um ponto na Terra: a radiação direta, que chega em linha reta provenientes do Sol; a difusa, que chega indiretamente, espalhada pela atmosfera e pelas nuvens e; a refletida pelo solo e outros objetos circundantes. À soma das três componentes incidentes em um plano dá-se o nome de radiação global. A Figura 2.1 esquematiza as componentes.

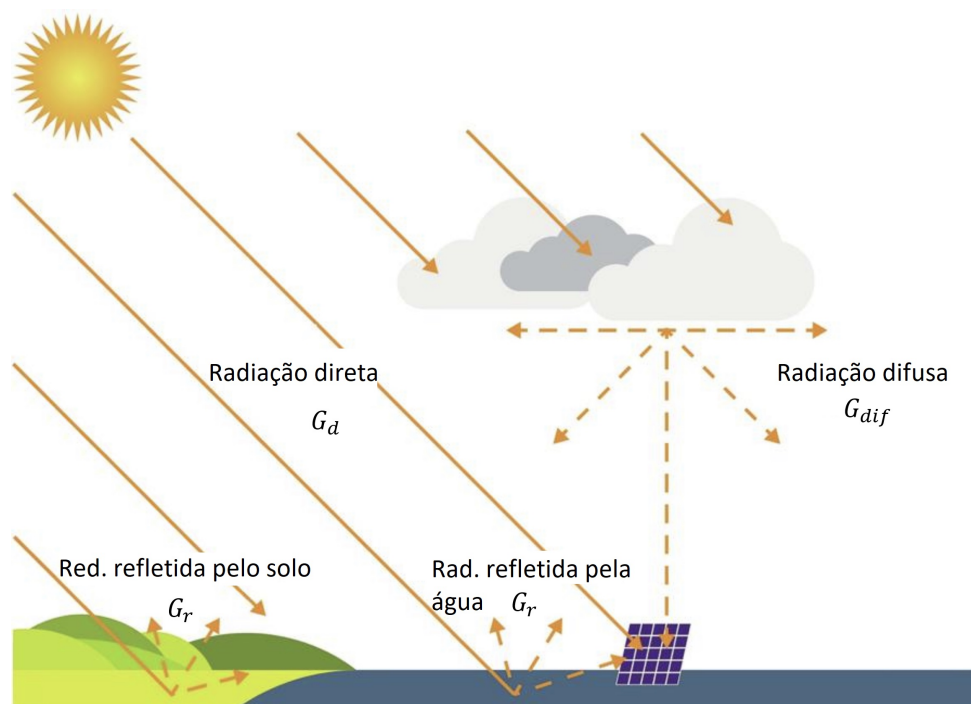


Figura 2.1: Representação das componentes de radiação solar (modificado) [1].

A Equação 2.1 resume a radiação em um plano inclinado no solo [1]:

$$G_{global} = G_d + G_{dif} + G_r \quad (2.1)$$

em que G_{global} é a radiação global no plano, G_d é a componente direta da radiação, G_{dif} é a difusa, e G_r é a refletida pelo solo e objetos. Esse dado varia entre planos posicionados no solo com diferentes inclinações, já que as componentes da radiação são uma função do ângulo de incidência dos raios solares. A radiação global em plano horizontal, comumente chamada pela sua sigla na língua inglesa GHI (*Global Horizontal Irradiance*), é usada como referência e base de cálculo para determinar a radiação em planos inclinados, chamada de GTI (*Global Tilted Irradiance*). A Figura 2.2 ilustra os ângulos associados a medição de radiação.

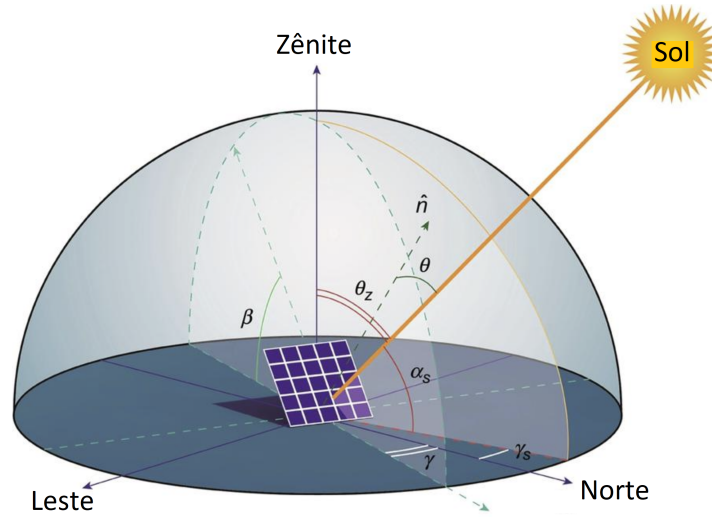


Figura 2.2: Representação dos ângulos principais referentes a um plano em terra sujeito a radiação solar (modificado) [1].

Na Figura 2.2 é possível constatar que a radiação solar incidente em um plano inclinado em solo é diretamente influenciada pelo ângulo de inclinação do plano β e pelo ângulo de incidência dos raios solares θ . Os outros ângulos referenciados são: a altura solar α_s , o ângulo azimutal do Sol γ_s , o ângulo azimutal do plano γ e o ângulo zenital do Sol θ_z . As Equações 2.2 a 2.3 calculam as componentes da radiação incidente no plano inclinado [4]:

$$G_d = \text{DNI} \cdot \cos \theta \quad (2.2)$$

$$G_r = \text{GHI} \cdot \alpha \cdot (1 - \text{SVF}) \quad (2.3)$$

onde DNI é a irradiação direta normal ao plano, α é o albedo do solo e SVF (*Sky View Factor*) é o fator de visão do céu, calculado pela Equação 2.4:

$$\text{SVF} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (2.4)$$

GHI, por sua vez, é calculada pela Equação 2.5

$$\text{GHI} = \text{DNI} \cdot \cos \alpha_s + \text{DHI} \quad (2.5)$$

onde DHI é a irradiância difusa horizontal. A componente difusa no plano inclinado G_{dif} é proporcional ao SVF e possui um cálculo mais complexo que depende do modelo de céu adotado [4].

As componentes de radiação na Equação 2.1 são grandezas expressas na unidade de W/m^2 , ou seja, potência por unidade de área, e recebem o nome de *irradiância*. Contudo, também é comum expressar a disponibilidade de recurso solar em uma região através de dados de energia por unidade de área, geralmente na unidade de Wh/m^2 . Quando expressa dessa forma, a grandeza recebe o nome de *irradiação* ou *insolação*, sendo necessário discriminar o período tempo considerado, pois pode se referir à oferta de energia solar em um período de um dia, mês, ano, etc.

Por fim, uma forma comum e prática de denotar a irradiação de um local é por meio das Horas de Sol Pleno (HSP), que é a insolação diária média em um local normalizada por uma irradiância de referência de 1000 W/m^2 . Sendo assim, as HSP indicam quantas horas de irradiância constante de 1 kW/m^2 entregam uma energia solar equivalente à insolação do local durante um dia [5]. A representação da grandeza irradiação média diária na unidade kWh/m^2 equivale ao dado de HSP. O mapa da Figura 2.3 mostra o recurso solar no mundo a partir da informação de HSP dos países do globo.

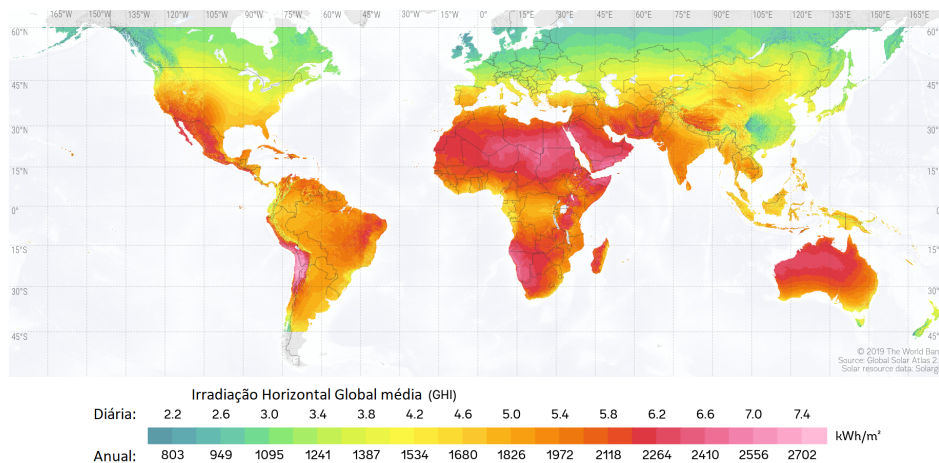


Figura 2.3: Irradiação Global Horizontal no mundo, médias diária e anual (modificado) [2].

Nota-se que o Brasil possui uma boa disponibilidade de recurso solar, com a maior parte de seu território apresentando entre 4,6 e 5,8 Horas de Sol Pleno. Isso é uma demonstração do potencial do recurso solar do Brasil e de sua exploração, em especial por meio da tecnologia solar fotovoltaica (ver 2.2) para geração de eletricidade.

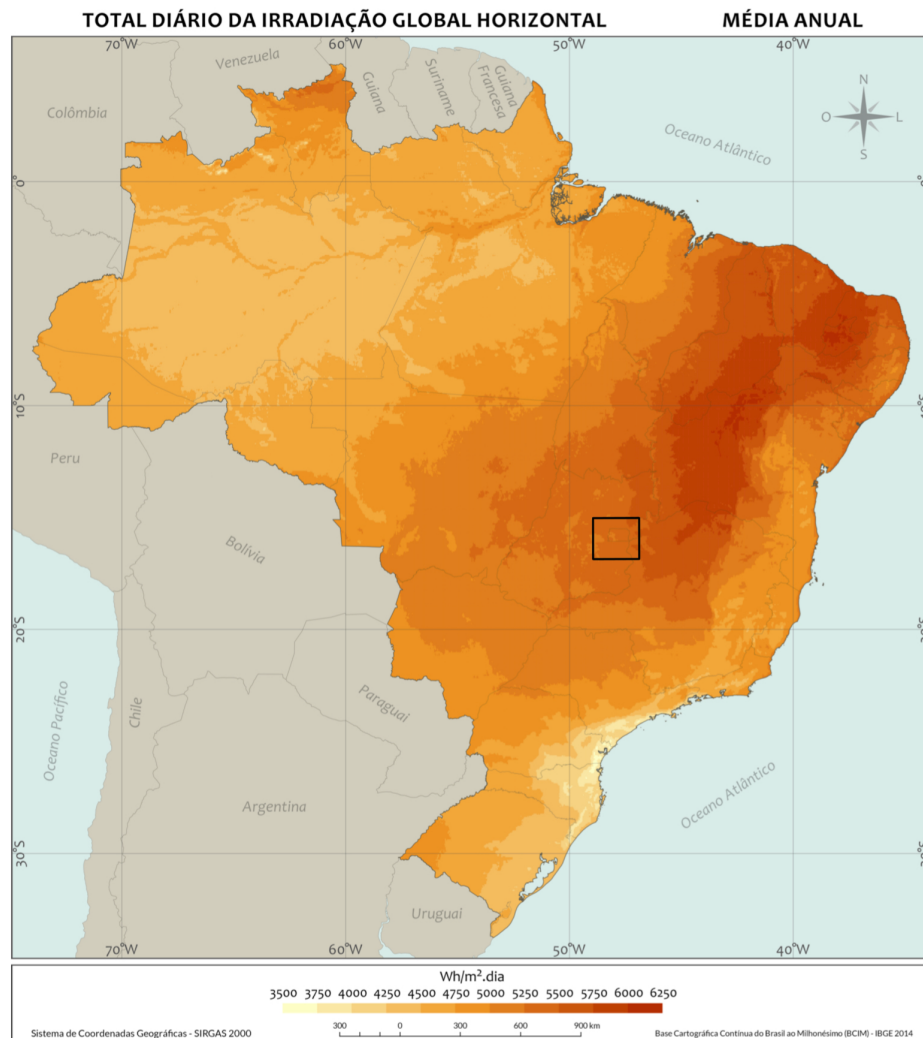


Figura 2.4: Total diário da irradiação global horizontal (modificado) [3].

A Figura 2.4 mostra o mapa de irradiação global horizontal específico do Brasil, destacando a região do Distrito Federal, local onde situa-se a Universidade de Brasília e o Lago Paranoá, objetos de estudo deste trabalho, como definido em 1.2. Nesta região o nível de irradiação global horizontal diária é de aproximadamente 5,25 kWh/m^2 ou HSP, um valor elevado que justifica a escolha do local para o estudo sobre a instalação de uma usina fotovoltaica flutuante (1.2).

2.2 Energia solar fotovoltaica

2.2.1 Princípio de funcionamento

O que se chama de energia solar fotovoltaica (FV) é a energia solar convertida em elétrica por meio do fenômeno físico efeito fotovoltaico, descoberto no século XIX pelo físico Edmund Becquerel [4]. Em aplicações de geração de energia elétrica, esse processo ocorre nas células fotovoltaicas, que são parte componente do módulo fotovoltaico, elemento tradicional de sistemas FV. Como este trabalho é focado no estudo da aplicação do fenômeno para geração de energia elétrica em sistemas de potência, ele será explicado a partir de um modelo de célula fotovoltaica de silício cristalino, material de que é composto 95% das células fabricadas [18]. A Figura 2.5 ilustra uma célula fotovoltaica.

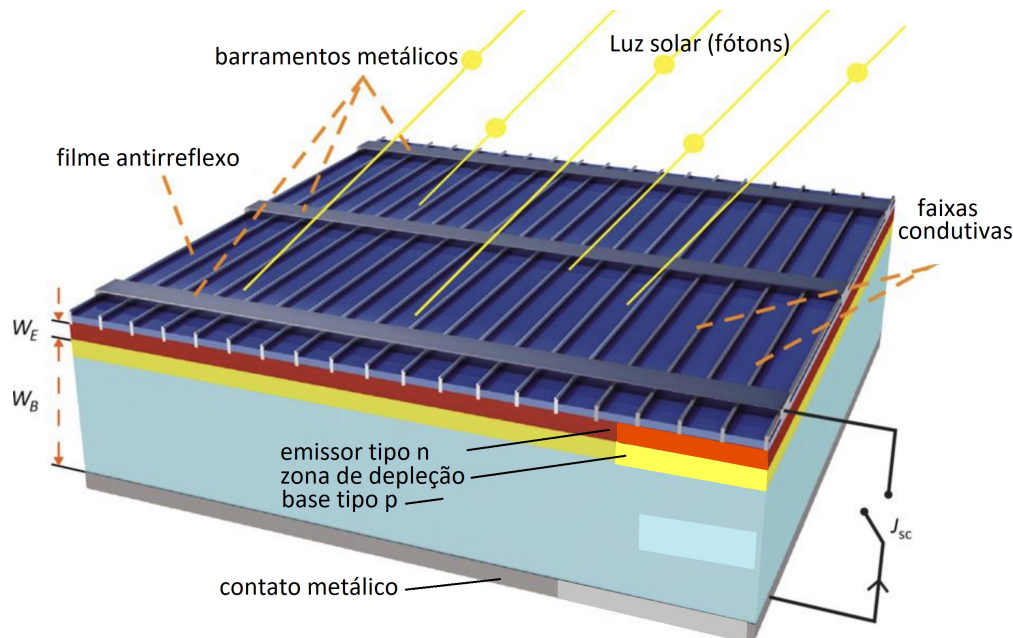


Figura 2.5: Vista esquemática de célula fotovoltaica (modificado). [1].

A célula é composta de duas camadas de semicondutores, uma tipo N e outra do tipo P. O semicondutor é um material cuja condutividade elétrica é intermediária, podendo ser intensificada, ou atenuada, por meio do processo de dopagem. Tal processo adiciona impurezas ao material, que podem ser átomos doadores, caso tipo N, ou aceitadores, caso tipo p. Entre os aceitadores destaca-se o boro, alumínio, gálio, índio e tálio e entre os doadores destacam-se o fósforo, arsênio, antimônio e bismuto. O material semicondutor quase sempre é o silício, por ser um material abundante e barato.

Os átomos doadores possuem cinco elétrons na camada de valência, e, ao serem adicionados ao semicondutor, que possui quatro, realizam quatro ligações covalentes, restando

um elétron. Por seu turno, átomos aceitadores possuem três elétrons na camada de valência, formando apenas três ligações e criando uma lacuna ao ser adicionado ao material. A diferença de densidade das duas camadas, quando unidas, cria uma zona de depleção com um campo elétrico na junção das duas camadas, no interior da estrutura da célula, separando e impedindo a movimentação de cargas.

Quando as camadas são unidas e a barreira de potencial é criada, a célula está pronta para funcionar por meio do efeito fotovoltaico. A luz incidente na camada tipo N chega à região de depleção. Fótons com energia $h\nu$ (em que h é a constante de Planck e ν é a frequência do fóton) são absorvidos e transferem energia ao material. A Figura 2.6a esquematiza a absorção de um fóton pela célula.

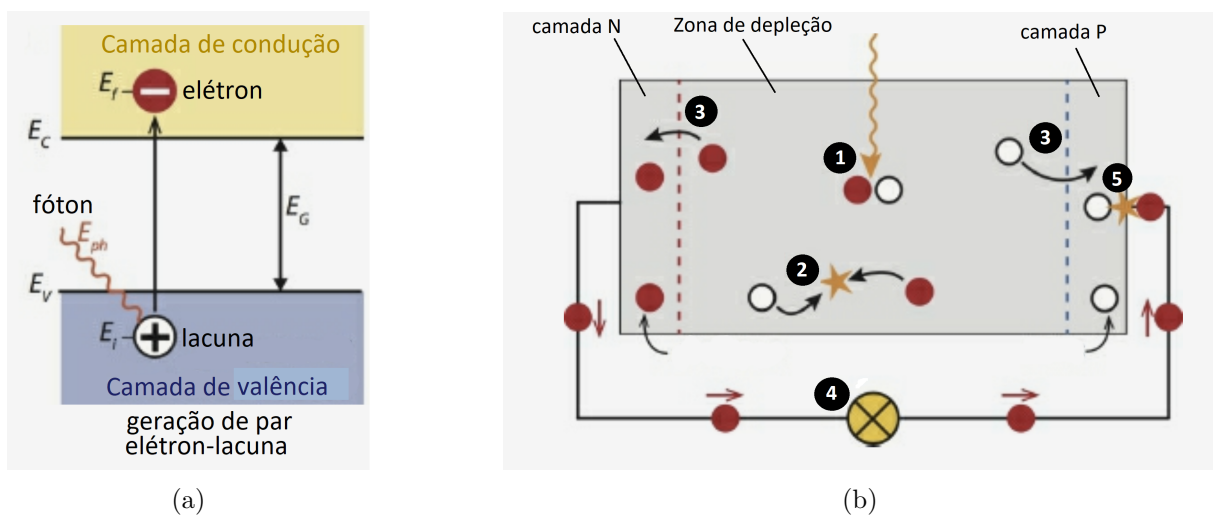


Figura 2.6: (a) Absorção de um fóton por um semiconductor. O fóton com energia $E_{ph} > E_G$ excita o elétron de E_i para E_f , criando um par de elétron-lacuna. (b) Modelo de célula fotovoltaica. 1- a absorção do fóton leva a criação um par elétron-lacuna; 2- alguns elétrons e lacunas se recombinam; 3- o campo elétrico da zona de depleção separa os elétron e as lacunas 4- as cargas separadas criam uma diferença de potencial que pode alimentar um circuito. 5- depois que os elétrons passam pelo circuito, se recombinam com as lacunas (Fonte: [4])

Se a energia do fóton E_{ph} é inferior à energia de *band gap* E_G , $E_{ph} < E_G$ o semiconductor absorve a energia na forma de temperatura; se é igual ou superior, $E_{ph} \geq E_G$, um elétron pula da camada de valência para a camada de condução, criando pares elétrons-lacunas que são logo levados às camadas N e P da junção pela força do campo elétrico da zona de depleção. As cargas positivas em excesso na camada P e as cargas negativas em excesso na camada N criam uma diferença de potencial dentro da célula, que, então, pode ser conectada a um circuito para alimentar uma carga, gerando, assim, energia [4]. Esse processo é ilustrado na Figura 2.6b.

Atualmente, existem diversas tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas, sendo as mais comuns a do silício policristalino, do silício mono cristalino e a do filme fino de silício. Todas utilizam a mesma matéria-prima, o mineral quartzo, porém o processo de produção é diferente, resultando em diferentes níveis de eficiência de conversão.

A principal diferença entre o silício monocristalino e o policristalino é que, no processo de fabricação dos lingotes dos quais se produz a célula monocristalina, o silício é submetido a um procedimento de purificação do semicondutor que origina uma estrutura cristalina única com organização molecular homogênea, resultando em uma maior eficiência de conversão. O silício policristalino, por seu turno, é fabricado por um processo que gera em um lingote formado por um aglomerado de pequenos cristais, que é mais barato, porém, em contrapartida, apresenta uma menor eficiência de conversão.

Outras alternativas são as tecnologias de filme fino, o que inclui silício amorfo (aSi), silício microcristalino (μSi), a tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) e a tecnologia cobre-índio-sênio-selênio (CIGS). O processo de fabricação é muito diferente das células mono e policristalinas citadas acima. Cada tecnologia possui uma técnica diferente de produção e utiliza diferentes matérias-primas. Contudo, de forma geral, as tecnologias de filme fino possuem duas vantagens: sua produção é significativamente mais barata que as alternativas de silício mono e policristalinos e podem ser fabricadas em bases flexíveis. Em compensação, a eficiência de conversão dessas alternativas é mais baixa [18].

2.2.2 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica ideal pode ser representada por um diodo em paralelo com uma fonte de corrente proporcional a irradiância incidente na célula. As duas condições de interesse desse circuito são:

- Corrente de curto circuito I_{sc} : quando os terminais são curto circuitados, como $V_d = 0$, não há corrente no diodo e toda corrente flui pelo curto-circuito, portanto $I_{sc} = I_{ph}$;
- Tensão de circuito aberto V_{oc} : quando os terminais são deixados abertos, a corrente no circuito é nula e a tensão nos terminais é a tensão no resistor R_p , portanto, $V_{oc} = V_d$.

Contudo, para analisar o comportamento de uma célula real, o modelo ideal acima citado carece de elementos que modelem comportamentos característicos da implementação de uma célula fotovoltaica. A Figura 2.7 ilustra um modelo realista de célula FV.

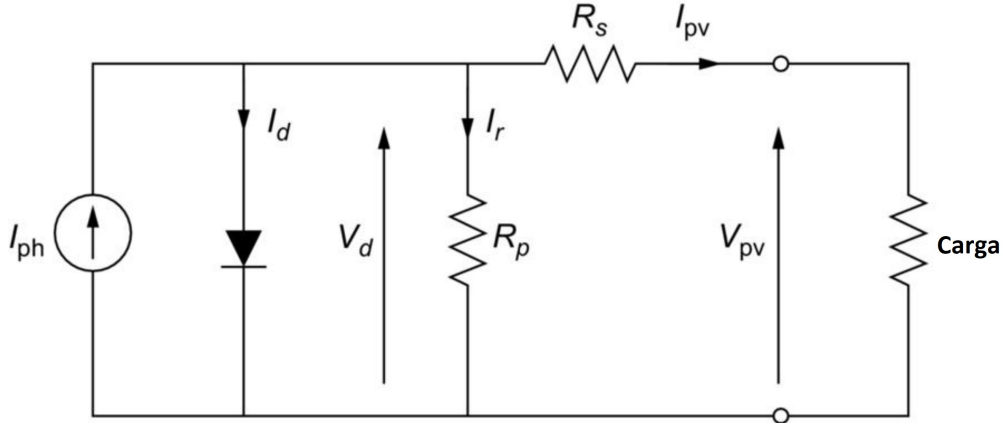


Figura 2.7: Circuito equivalente de diodo único de uma célula fotovoltaica [1].

No modelo da Figura 2.7, as resistências em série R_s , e em paralelo R_p , são responsáveis pela consideração das perdas existentes na célula real. A Equação 2.6 é a equação característica derivada a partir do modelo de diodo de Shockley [1]:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{(V_{pv} + R_s I_{pv})}{n_s V_t Q_d} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (2.6)$$

onde:

- V_{pv} é a tensão na célula FV [A];
- I_{pv} é a corrente da célula FV [A];
- I_{ph} é a corrente fotogerada [A];
- I_0 é a corrente de saturação reversa [A];
- Q_d é o fator de idealidade do diodo;
- n_s é o número de células em série;
- R_s é a resistência série (Ω);
- R_p é a resistência em paralelo (Ω);
- $V_t = \frac{kT_c}{q}$ é a tensão térmica [V], k é a constante de Boltzman, T_c é a temperatura da célula e q é a carga de um elétron.

A Figura 2.8 a seguir exhibe o comportamento da corrente e da potência em função da tensão em uma célula desse modelo. São chamadas de curvas I-V e P-V. Pode-se

constatar um comportamento que se assemelha a fonte de corrente do modelo ideal, com pouco variação da corrente I_{sc} em grande parte da faixa de tensão de operação.

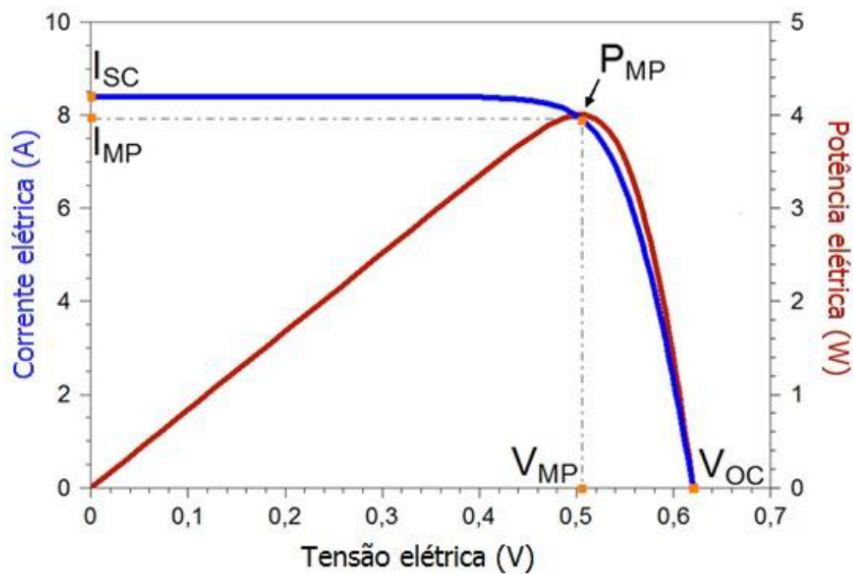


Figura 2.8: Curvas I-V e P-V características da célula fotovoltaica [5].

O Ponto de Máxima Potência (PMP), representado no gráfico da Figura 2.8 como P_{MP} , é o ponto de operação que entrega maior potência. É, portanto, sempre desejável que a célula opere próximo a esse ponto, para obter o máxima geração possível. As Figuras 2.9a a 2.9b mostram o comportamento das curvas I-V e P-V com a variação da temperatura da célula e irradiância G constante a 1 kW/m^2 .

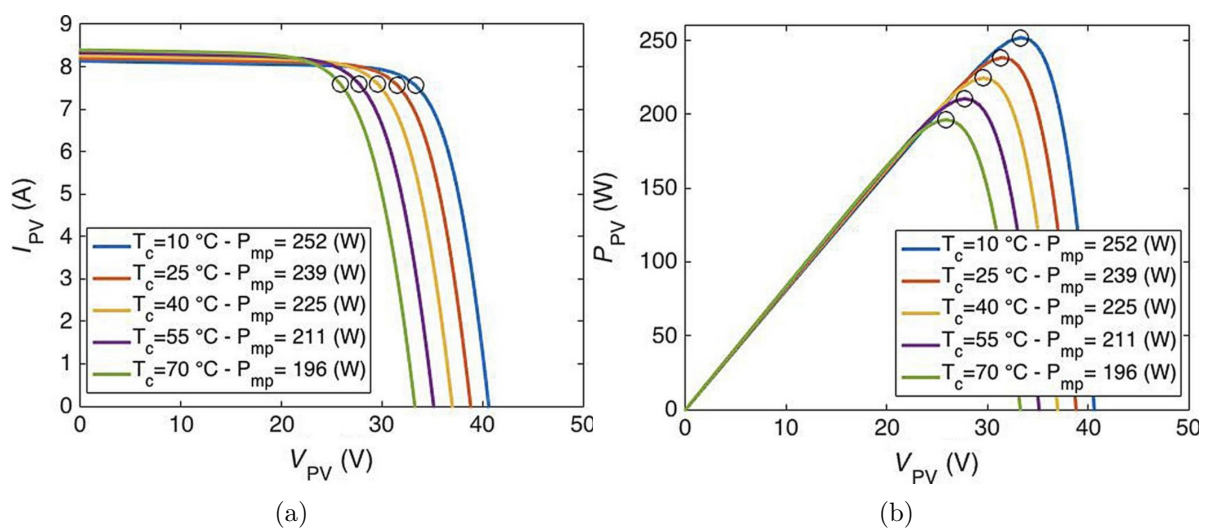


Figura 2.9: Efeito da variação da temperatura da célula FV nas curvas (a) I-V e (b) P-V (modificado) [1]

Apesar de alterar pouco a corrente, a variação na temperatura interfere significativamente na tensão, fazendo que o Ponto de Máxima Potência seja menor para maiores temperaturas, como mostram os gráficos da Figura 2.9. Os gráficos das Figuras 2.10a a 2.10b mostram o comportamento das curvas I-V e P-V para diferentes níveis de irradiância incidente na célula e temperatura constante a 25 °C (STC).

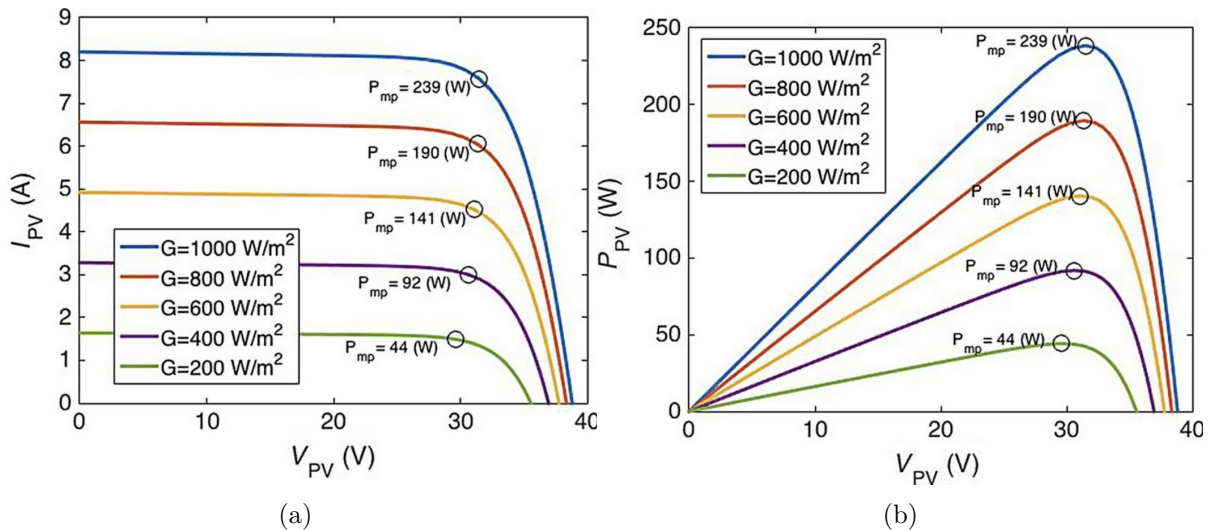


Figura 2.10: Efeito da variação da irradiância na célula FV nas curvas (a) I-V e (b) P-V (modificado) [1]

Fica evidente a forte influência da irradiância na corrente da célula (Figura 2.10a) e, por conseguinte, no PMP. Quanto maior a irradiância, maior a corrente, e maior a potência da célula. A partir da análise feita sobre as Figura 2.9 e Figura 2.10, conclui-se que um local ideal para instalação de FV deve ter uma boa disponibilidade de radiação solar e baixas temperaturas, sendo mais importante, contudo, a elevada irradiância.

2.3 Sistemas de geração fotovoltaicos

A implementação do efeito fotovoltaico para geração de eletricidade é feita através de sistemas fotovoltaicos (FV) cujo principal componente são módulos compostos de várias células FV (ver 2.7) encapsuladas conectadas em série. Os sistemas FV podem ser de vários tamanhos e ter várias utilizações, desde alimentar uma simples bomba d'água até gerar energia para alimentar uma rede elétrica por meio de usinas solares FV. Os sistemas fotovoltaicos são classificados em:

- **Sistemas Isolados:** também chamados de *stand-alone* ou *off-grid*, são sistemas desconectados de uma rede elétrica de distribuição ou transmissão. Consistem dos módulos FV, da carga que alimenta, e, opcionalmente, um banco de baterias. Esse

tipo de sistema pode ser utilizado em aplicações específicas, em que é ligado diretamente à carga, que necessita de funcionamento apenas durante o dia; ou pode ter baterias, carregadas durante o dia pelos módulos FV, para alimentar cargas que necessitam de operação constante.

- **Sistemas conectados à rede:** são sistemas conectados a uma rede elétrica de distribuição ou transmissão. Necessitam de um inversor para transformar a energia CC gerada nos módulos fotovoltaicos em energia CA, aceita pela rede elétrica. Sua principal aplicação são sistemas de geração residenciais e comerciais e usinas solares FV. Sua aplicação é comumente classificada como Geração Distribuída (GD) (ver mais sobre em 2.5). Contudo, também são usados como usinas de grande porte. As usinas FV de grande porte conectadas à rede possuem a mesma estrutura básica de usinas de pequeno porte, com a diferença que elas entregam energia em alta tensão e necessitam, portanto, de um transformador ou até mesmo de uma subestação para adequar a energia gerada à rede elétrica. Os sistemas de grande porte são aqueles considerados superiores a 5 W, podendo chegar a centenas de megawatts [19].
- **Sistemas Híbridos:** esse tipo de sistema combina a geração solar com outra fonte complementar, como geradores eólicos, a gás ou diesel. Sistemas híbridos requerem sistemas de controle sofisticados para otimizar a geração combinada de duas fontes.

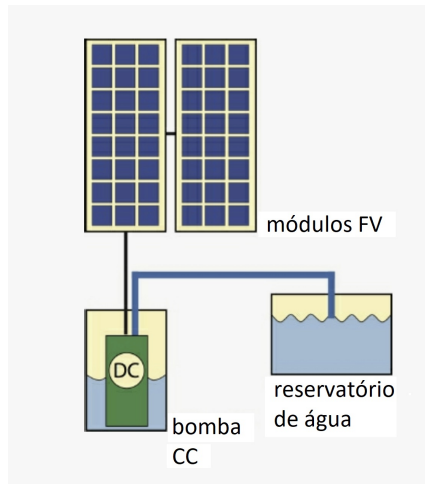
A Figura 2.11 ilustra cada um dos tipos de sistemas FV citados acima e seus principais componentes. A conexão com a rede elétrica traz muitas vantagens, a começar pela dispensa do uso de baterias, que são componentes caros. Além disso, o sistema FV conectado à rede permite que se obtenha as vantagens da geração junto a carga e, ao mesmo tempo, se usufrua do fornecimento ininterrupto de energia pela rede. Como o sistema FV isolado gera apenas de dia, seu fornecimento de energia, quando não dispõe de baterias, é intermitente, sujeito às condições de radiação solar. Portanto à noite não há geração.

As vantagens são ainda maiores quando levamos em conta a regulamentação de políticas públicas de incentivo às energias renováveis ao redor do mundo. Destacam-se duas formas de tarifação que surgiram e são usadas para incentivar sistemas conectados à rede: o *net metering* e o *feed-in tariff* [18].

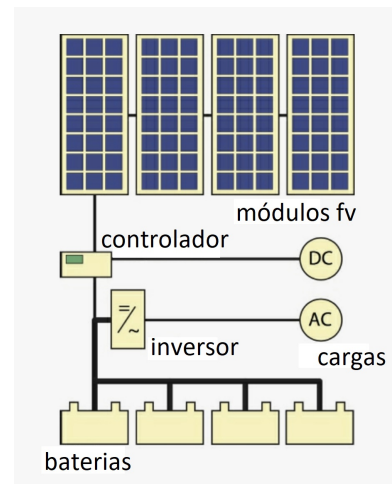
O *feed-in tariff* é um sistema de incentivo muito utilizado na Europa e consiste no pagamento ao consumidor pela energia exportada para a rede, gerada por sistemas de fontes renováveis, por uma tarifa maior que o preço da energia. Portanto o consumidor é remunerado financeiramente pelo investimento em energia renovável.

O *net metering* é um sistema de compensação em que a empresa responsável pelo fornecimento de energia a uma unidade consumidora com geração própria computa cré-

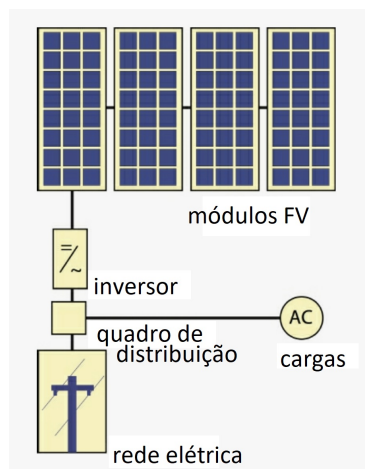
ditos para a energia excedente injetada na rede, que são depois devolvidos na forma de desconto nas contas de luz futuras. Nesse modelo, o consumidor não recebe dinheiro, a compensação é toda feita via créditos de energia. Esse modelo de tarifação é utilizado no Brasil e é melhor discutido em 2.5.



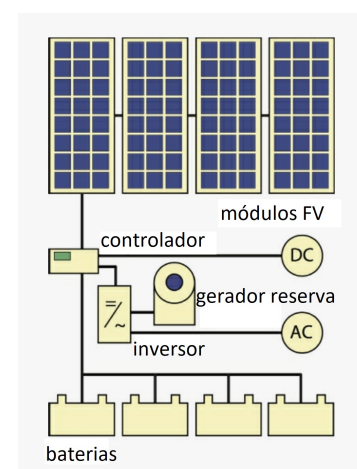
(a) Sistema FV isolado



(b) Sistema FV isolado com banco de baterias e cargas AC e CC



(c) Sistema FV conectado à rede



(d) Sistema FV híbrido

Figura 2.11: Tipo de Sistemas FV [4]

2.4 Fotovoltaica Flutuante

Para destravar as potencialidades da fonte solar fotovoltaica e torná-la ainda mais competitiva face às fontes fósseis, um dos grandes problemas que necessitam ser resolvidos é a disponibilidade de grandes áreas para serem exploradas por meio de usinas. Isso

se justifica pela necessidade de ocupação de vastas superfícies pelos módulos fotovoltaicos, quando compara-se com usinas de fontes tradicionais não-renováveis. Assim sendo, aplicação da tecnologia flutuando sobre um corpo d'água, denominada Fotovoltaica Flutuante (FVF) ou *Floating Photovoltaics* (FPV), destaca-se por abordar este problema e apresentar diversas vantagens decorrentes da presença de água, algumas listadas a seguir [1]:

- **Ocupação reduzida de solo:** sendo terreno um recurso escasso e caro, sobretudo em áreas urbanas, a Fotovoltaica Flutuante (FVF), destaca-se por poupar áreas em solo, mais custosas e limitadas.
- **Instalação e desativação:** usinas FVF são mais compactas e de administração mais simples, portanto, sua construção e desativação são mais descomplicadas. Isso ocorre devido ao fato de sua montagem e ancoragem serem reversíveis, diferentemente da fundação de usinas em solo.
- **Economia e preservação de água:** a cobertura da superfície aquática pela usina reduz a evaporação, preservando a água armazenada na bacia. Além disso, reduz a proliferação de algas, que pode ser um problema em países industrializados.
- **Ganho de eficiência:** a presença de água sob o módulo promove naturalmente um resfriamento do componente, o que leva a um aumento em sua eficiência, e portanto na potência exportada [9]. Sobre a influência da temperatura na geração do módulo FV, ver 2.2.2.
- **Arrefecimento e rastreamento:** além do efeito natural de redução da temperatura em decorrência da presença de água, usinas FVF propiciam a utilização de métodos simples e baratos de arrefecimento dos módulos, devido a abundância de água no entorno. Ademais, performar rastreamento, ou *tracking*, isto é, mudar a posição do módulo, é mais simples com estruturas flutuantes.

Um sistema FVF de geração é constituído quatro componentes básicos [6], sendo eles a estrutura de flutuação, ou seja, as peças onde se instalam os módulos FV e que são responsáveis pela flutuação do sistema na água; estrutura de ancoramento, que mantém o conjunto preso e estacionário sem alterar o ângulo de azimuth dos módulos; cabeamento, responsável por levar a energia ao inversor ou subestação; e o sistema FV portanto, módulos e caixas de junção. A Figura 2.12 ilustra os principais componentes de um sistema FVF.

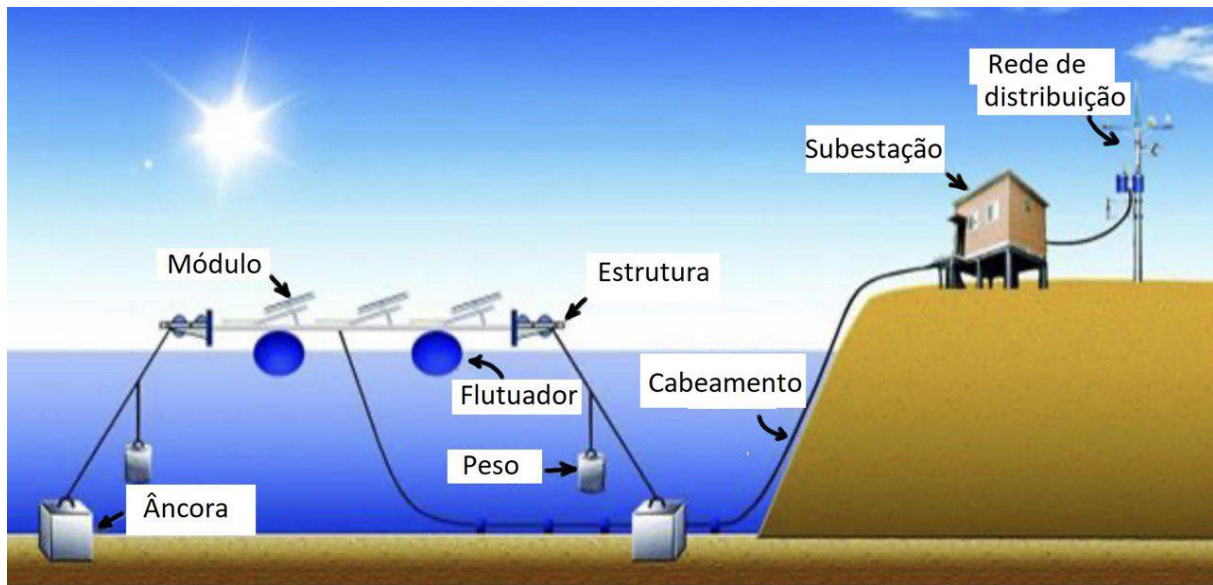


Figura 2.12: Esquemático dos elementos componentes de um sistema (modificado) FVF [6].

É importante frisar que a Figura 2.12 trata-se um esboço. Existem exemplos de aplicações diferentes do representado. O cabeamento, por exemplo, pode ser encontrado flutuando em usinas em operação (ver Figura 2.15b) e os flutuadores possuem diversos formatos, sendo o mais comum atualmente o de PVC ilustrado na Figura 2.13.

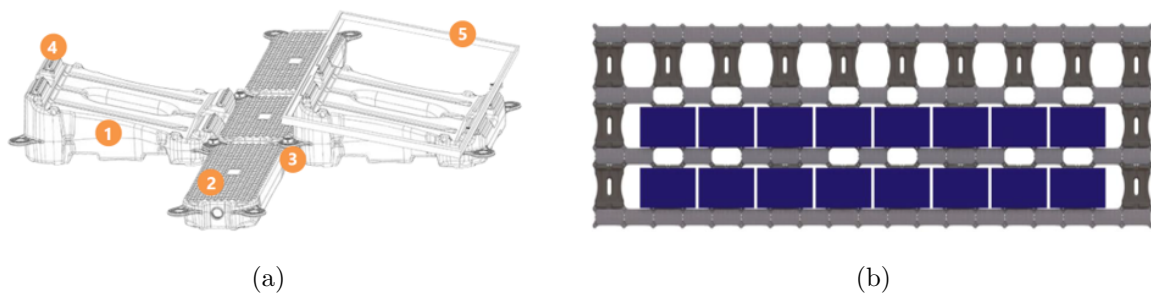


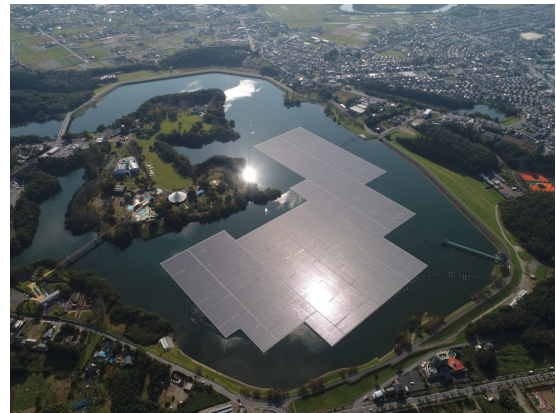
Figura 2.13: Flutuador disponível comercialmente. (a) Partes da peça: 1- flutuador principal para módulo FV; 2- flutuador secundário para manutenção e flutuabilidade; 3- pino de conexão; 4- trilho de fixação do módulo; 5- módulo. (b) Vista superior dos flutuadores com módulos instalados [7]

A Fotovoltaica Flutuante é mais comum em países cuja disponibilidade de solo é reduzida, como Japão, ou Singapura [1]. Contudo, as vantagens acima citadas podem ser aproveitadas em diversos pontos do globo, já que áreas urbanas, onde há rede elétrica disponível, costumam localizar-se próximas de corpos d'água, como mares, lagos, lagoas,

bacias, etc. A Figura 2.14 exhibe exemplos de fotovoltaica flutuante em operação atualmente.



(a) Usina FVF fixa de 100 kWp em Singapura



(b) Usina FVF de 13,7 MWp na barragem de Yakamura, Japão [16]

Figura 2.14: Exemplos reais de aplicação de FVF

No Brasil, em especial, onde a matriz elétrica tem forte participação de fonte hídrica, a existência de reservatórios de hidrelétricas propicia grande potencial de aproveitamento de FVF. Estudo mostra que, levando em conta os reservatórios brasileiros maiores que 0,01 km², pode-se obter, com usinas fotovoltaicas flutuantes, 452 GWp de potência instalada, o que, transformado em potência média, representa 75GW, ou quase metade da potência instalada do Brasil [17].

Em 2016, o Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de usufruir desse potencial, lançou um projeto piloto de construção de usinas FVF nos reservatórios de hidrelétricas por meio da inauguração de uma pequena usina modular de teste em Balbina (AM), executada pela empresa de transmissão e geração de energia Eletronorte. Mais recentemente, esse projeto foi ampliado com a inauguração, em agosto de 2019, pela Chesf, outra companhia de energia elétrica, da maior usina FVF do Brasil, em Sobradinho (BA), com 1 MWp de potência instalada e expectativa de expansão para 2,5 MWp em 2020 [20].

Em 2016 também houve a inauguração de uma usina flutuante no reservatório da hidrelétrica de Porto Primavera, em Rosana (SP), constituído de duas plantas de 25 kW, uma de módulos rígidos e outra de módulos flexíveis [21]. Os casos citados resumem as principais experiências brasileiras com fotovoltaica flutuante. Os três casos são mostrados na Figura 2.16.



(a) Sistema FVF piloto em Balbina (AM) [22]



(b) Usina FVF de 1 MWp em Sobradinho (BA)

Figura 2.15: Exemplos de FVF existentes no Brasil



(a) Sistema FVF instalado em Rosana (SP)

Figura 2.16: Sistemas FVF instalados no Brasil

É significativo, contudo, notar que a fotovoltaica flutuante possui desvantagens e dificuldades. Dentre elas, a necessidade de ancoragem adequada do arranjo, para que os módulos permaneçam na posição projetada; incidência de ventos, que são mais fortes sobre superfícies aquáticas, podendo danificar as estruturas; corrosão mais intensa dos componentes devido ao contato com a água, demandando uso de materiais apropriados e; restrições ambientais a serem observadas antes da construção de uma usina [17].

Além disso, por ser uma aplicação incipiente ao redor do mundo no Brasil, há ainda muito que se estudar acerca de seu desempenho sob diferentes circunstâncias de operação. Alguns pontos ainda devem ser estudados para avaliar as vantagens da FVF aplicada à realidade brasileira, sobretudo aqueles que dizem respeito a viabilidade financeira e resistência a condições ambientais adversas. Sobre essas últimas, pode-se citar [23]:

- Resistência a fatores ambientais: por ser um país tropical, o Brasil tem maiores níveis de irradiação e temperatura, portanto há que se avaliar a resistência das alternativas disponíveis de flutuadores às condições climáticas brasileiras;

- Resistência a materiais suspensos: espacialmente na região amazônica, é comum haver aglomerados de detritos, chamados de "balseiros", compostos de folhas, gravetos e até pedaços de troncos, que podem atrapalhar ou danificar o sistema flutuante, o que pode implicar na necessidade de instalação de uma barreira de contenção;
- Projeto de sistema de ancoragem: os sistemas de ancoragem em reservatórios de hidrelétricas brasileiras devem ser resistentes a grandes variações no nível da água, decorrentes da operação da usina ou de secas vigorosas.

Dado o exposto acima, fica evidente que, apesar das dificuldades, o Brasil tem um grande potencial a ser explorado de seus recursos hídricos para geração de energia limpa e renovável por meio de FVF, que deve ser estudado e incentivado.

2.5 Geração Distribuída no Brasil

Geração Distribuída (GD) é o nome que se dá à geração de energia próximo à carga. O crescimento da GD no mundo representa uma quebra de paradigma existente no setor elétrico segundo o qual a energia gerada segue caminho único, de uma grande central geradora até a carga. Além de proporcionar o crescimento da utilização de fontes renováveis como a solar fotovoltaica, reduzindo, portanto, a emissão de poluentes, a GD apresenta outros benefícios indiretos. Pode-se citar os seguintes: a prorrogação de investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição, a diversificação da matriz energética, a minimização das perdas na transmissão de energia, e a geração de empregos.

No Brasil, a publicação da Resolução Normativa nº 482/12 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabeleceu as condições necessárias para o crescimento da GD com a instituição do sistema de compensação de energia elétrica e a definição de microgeração e minigeração distribuídas. São elas [24]:

- **Microgeração distribuída:** é central geradora conectada à rede de potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica;
- **Minigeração distribuída:** central geradora conectada à rede de potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica.

As unidades consumidores com sistemas de mini e microgeração distribuída participam do sistema de compensação de energia elétrica segundo o qual a energia injetada na rede de distribuição é compensada nos ciclos tarifários seguintes, seguindo as regras:

- (a) O excedente de geração que é injetado na rede é usado, ao fim de um ciclo tarifário, para compensar a energia consumida no mesmo posto tarifário da geração, se o consumo no posto tiver sido maior que a geração;
- (b) Não sendo possível compensar no mesmo posto (geração maior que consumo), é compensado no posto tarifário contrário se o consumo nele tiver sido maior que a geração. Essa compensação é ajustada por um fator de correção;
- (c) Não sendo possível compensar o consumo no mesmo ciclo, são gerados créditos de energia que compensarão em até 60 meses, o consumo dos ciclos tarifários seguintes, de acordo com as regras acima.

Os gráficos das Figuras 2.17 a 2.18 mostram, com dados até dezembro de 2018, como a REN 482/12 foi efetiva em impulsionar o crescimento de GD no Brasil. Até essa data havia 52.852 unidades consumidoras com GD e potência instalada de 545,7 MWp. Já há notícia, contudo, que se alcançou a marca de 1 GW de potência instalada de GD no ano de 2019 [14].

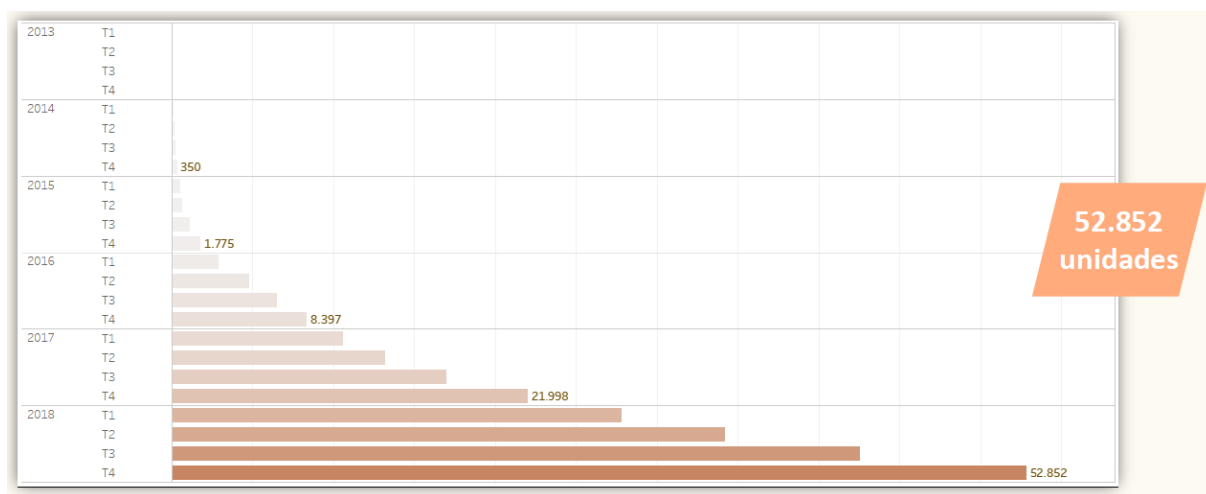


Figura 2.17: Crescimento do número de instalações de GD à rede até dezembro de 2018 [8].

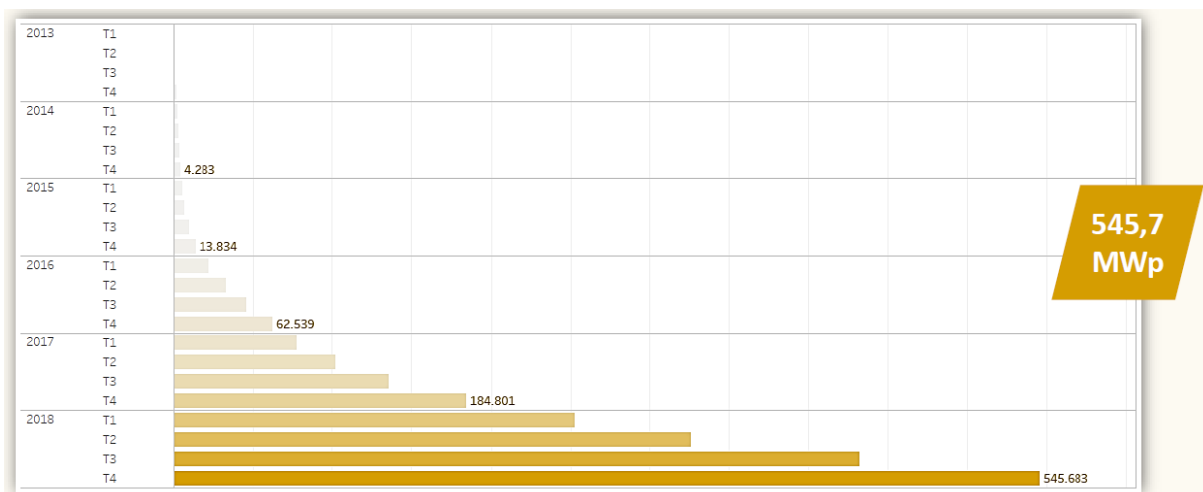


Figura 2.18: Crescimento da potência instalada de GD até dezembro de 2018 [8].

Dentre as fontes renováveis que aproveitam da regulamentação do sistema de compensação, a energia solar fotovoltaica é a que mais se destaca com expressiva participação na matriz de energia renováveis em GD. A Figura 2.19 ilustra esse dado.

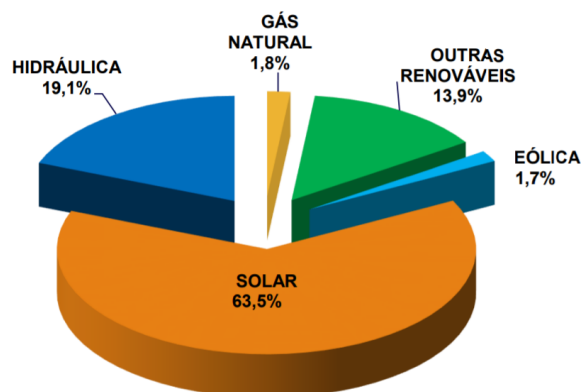


Figura 2.19: Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018 [15].

A maior parte dos projetos comercializados é de potência instalada menor que 50 kW, sendo raros os casos de projetos acima de 200 kW [13], ou seja, predominam projetos de pequeno porte, atendendo a pequenos consumidores, que passam a gerar a própria energia de forma sustentável.

2.6 Modelo tarifário brasileiro

O sistema brasileiro de tarifação de energia classifica os consumidores cativos para definição de tarifa seguindo os seguintes critérios [25]:

- Grupo B: consumidores cuja tensão de fornecimento seja menor que 2,3 kV (baixa tensão). Estão sujeitos a tarifa por consumo (monômia). São classificados em subgrupos de acordo com atividade do consumidor.:
 - B1: residencial e baixa renda;
 - B2: rural e cooperativa de eletrificação rural;
 - B3: demais classes;
 - B4: iluminação pública.
- Grupo A: consumidores cuja tensão de fornecimento seja maior ou igual a 2,3 kV ou consumidores com tensão de fornecimento menor que 2,3 kV, porém atendidas por rede elétrica subterrânea. Estão sujeitos a tarifa binômia. São classificados em subgrupos segundo tensão de fornecimento:
 - A1: maior que 230 kV. Tarifação Horosazonal Azul;
 - A2: 88kV a 138 kV. Tarifação Horosazonal Azul;
 - A3: 69kV. Tarifação Horosazonal Azul;
 - A3a: 30 kV a 44kV Tarifação Horosazonal Azul, ou Verde, ou Tarifação Convencional;
 - A4: 2,3 kV a 25kV Tarifação Horosazonal Azul, ou Verde, ou Tarifação Convencional;
 - AS: Subterrâneo. Tarifação Horosazonal Azul, ou Verde, ou Tarifação Convencional.

Como acima citado, os consumidores podem estar sujeito a dois tipos de tarifa, sendo elas: tarifa binômia, divida em duas parcelas, uma correspondente à demanda contratada (potência) e outra referente ao consumo (energia); tarifa monômia, constituída apenas de parcela referente ao consumo.

A tarifa dos consumidores do grupo A, binômia, pode ser de três tipos, Horosazonal Azul, Horosazonal Verde, ou Convencional.

- Modalidade Convencional: são aplicadas tarifas de demanda de potência (kW) e/ou consumo de energia (kWh) independente da época do ano ou período do dia (desconsidera horário de ponta e período úmido e seco).
- Estrutura tarifária Horosazonal: as tarifas de demanda e/ ou consumo de energia são diferenciadas dependendo do período do dia ou época do ano. O objetivo é incentivar o consumo de energia elétrica quando ela for mais barata. Utiliza os conceitos de

horário de ponta/fora de ponta, e período úmido e seco. A tarifa Horosazonal Azul possui diferenciação de ponta e fora de ponta, tanto para consumo, como para demanda, ao passo que, para a tarifa Horosazonal Verde, a demanda não possui essa diferenciação, tendo tarifa única independente do período do dia.

2.7 Mercado de energia

A comercialização de energia elétrica no Brasil funciona por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em dois ambientes possíveis, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). As negociações ocorrem no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN), isto é, os agentes participantes são integrantes do sistema e as usinas são conectadas às suas linhas de alta tensão.

No ambiente regulado (ACR) os contratos são celebrados em leilões de compra e venda de energia delegados pela ANEEL, com regulação específica. Esses leilões têm o objetivo de atender a demanda dos distribuidores, que só podem comprar energia no ambiente regulado. Existem vários tipos de leilão para diferentes finalidades. Cita-se: leilão para venda de energia de empreendimentos existentes; de novos empreendimentos (através de contratação antecipada); leilão de energia reserva, que é sempre de fontes limpas e; leilões de ajuste, para liquidar diferenças de geração ou consumo contratados em outros leilões.

No ambiente livre (ACL) as negociações são realizadas bilateralmente entre o agente comprador e o agente gerador de energia, com liberdade para estabelecer os volume de compra e venda e preço. Os agentes atuantes do mercado de energia podem ser agentes de geração, distribuição (concessionárias), comercialização e consumidores livres, todos associados à CCEE [26].

2.8 Análise financeira

Uma característica importante a ser avaliada de um projeto é sua viabilidade financeira, isto é, se é lucrativo ao investidor ou, ao contrário, se causa prejuízos. Para tanto, existem conceitos da matemática financeira que podem ser usados para determinar a viabilidade econômica de um projeto.

Para este estudo, se usará os seguintes indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* descontado, ou Tempo de Retorno Descontado, além do Custo Nivelado de Energia (LCOE), um índice voltado a empreendimentos de geração de energia elétrica. Todas as fórmulas matemáticas usadas para cálculo de índices econômicos são baseadas no livro de Puccini, [27], exceto o LCOE.

2.8.1 Fluxo de caixa

O Fluxo de Caixa é uma ferramenta de gestão financeira que consiste em uma sucessão temporal de entradas e saídas de recursos do caixa de uma empresa [27]. Essa ferramenta pode ser usada também para avaliar projetos ou investimentos específicos.

No fluxo de caixa são discriminados, para cada período de capitalização, as despesas, ou fluxos de caixa negativos, e receitas, ou fluxos de caixa positivos, em valores futuros, relacionadas a um determinado investimento. O fluxo de caixa sozinho não possibilita uma comparação de projetos diferentes em termos econômicos, mas é essencial para se calcular outros indicadores como a TIR e o VPL.

2.8.2 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA), é a taxa de desconto que representa o mínimo de retorno que se espera obter com um projeto para que ele seja considerado atrativo. É usada para refletir valores futuros de um fluxo de caixa a valores presentes, e traduz o custo de oportunidade, ou seja, a rentabilidade de outros investimentos de que se abre mão ao optar por uma alternativa específica. Influencia fortemente o resultado de análise financeira e, portanto, deve ser determinada com cuidado.

Um dos fatores mais relevantes a se considerar na determinação da TMA é a taxa de juros utilizada na aquisição de capital para o investimento. Ao se contrair um empréstimo para levantamento de fundos, é comum que se use a taxa de juros como parâmetro para definir a TMA, já que se espera que o projeto dê retornos maiores que o custo do capital adquirido. Para investimentos de longo prazo, no Brasil, é comum a aquisição de crédito junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a utilização de sua Taxa de Longo Prazo (TLP).

2.8.3 Valor Presente Líquido (VPL)

Valor Presente Líquido (VPL) é a soma dos valores presentes, ou seja, referenciados à origem, dos fluxos de caixa de cada período da vida útil de um projeto ou investimento. Em outras palavras, é uma medida do quanto um projeto gera, em termos absolutos, de lucro ou prejuízo, levando em conta o valor do dinheiro no tempo ou a taxa de desconto. Matematicamente o VPL é definido pela fórmula:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (2.7)$$

Em que

- j é o período de capitalização;

- FC_j é o fluxo de caixa do período j ;
- FC_0 é o investimento inicial na origem;
- i é a taxa de desconto, ou TMA;

O resultado do VPL é um indicador da viabilidade econômica do projeto. Se, ao longo de sua vida útil gerou-se riquezas, isto é, tem VPL positivo, diz-se que é viável. Contrariamente, se o VPL é negativo, ou seja, se gera prejuízo, diz-se que o projeto é inviável.

- se $VPL > 0$, projeto é viável;
- se $VPL \leq 0$, projeto é inviável.

2.8.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que aplicada ao fluxo de caixa torna o VPL nulo [27]. A TIR, portanto, representa um limiar de atratividade: taxas de desconto maiores que a TIR resultam em um VPL negativo, enquanto taxas menores resultam em VPL positivo. Disso se conclui que:

- $TIR > TMA$, o projeto é viável;
- $TIR < TMA$, o projeto é inviável.

2.8.5 Tempo de Retorno Descontado

O Tempo de Retorno Descontado, também chamado de *Payback* descontado, é o instante no tempo do ciclo de vida do sistema em que a receita acumulada se iguala ao montante do investimento inicial, ou quando o valor presente acumulado do projeto se torna positivo. É um indicador de risco do projeto, isto é, quanto maior o *payback*, maior o risco, portanto deseja-se que ele seja o menor possível.

Também se avalia a viabilidade do projeto por esse indicador. Seu conceito está diretamente ligado ao VPL, de forma que pode-se afirmar o seguinte:

- Se o Tempo de Retorno Descontado for menor que a vida útil do projeto, o VPL é positivo, logo o projeto é viável;
- Se o Tempo de Retorno Descontado for maior que a vida útil do projeto, o VPL é negativo, logo o projeto é inviável.

2.8.6 Retorno sobre Investimento

O Retorno sobre Investimento, *Return of Investment* (ROI), é uma medida de lucratividade de um empreendimento calculado pela seguinte fórmula:

$$ROI = \frac{VPL}{Investimento Inicial} \quad (2.8)$$

É uma medida simples que denota o retorno do investimento a partir da razão entre os fluxos de caixas levados ao presente e o investimento inicial.

2.8.7 Custo Nivelado de Energia

Empreendimentos de geração de energia elétrica necessitam de um indicador que relacione a geração de energia e os custos associados ao projeto ao longo de sua vida útil, para que se possa comparar diferentes projetos com tecnologias, tempos de operação e escalas diferentes. O indicador usado para tanto é o Levelized Cost of Energy (LCOE), ou Custo Normalizado de Energia.

O LCOE é o custo unitário de energia que, se atribuído a toda unidade de energia elétrica gerada pelo empreendimento ao longo de sua vida útil, e depois descontados esses valores ao tempo presente e somados, chega-se aos custos totais do empreendimento no tempo presente [28].

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{Q_j}{(1+i)^j}} \quad (2.9)$$

Em que

- j é o período que se considera;
- C_j é a soma dos custos associados ao período j ;
- Q_j é a produção de energia do período j ;
- i é a taxa de desconto utilizada na análise.

2.9 Local escolhido para o estudo

2.9.1 A Universidade de Brasília (UnB)

A Universidade de Brasília (UnB), local escolhido para fazer o estudo de viabilidade, é uma das universidades mais importantes do país. Fundada em 21 de abril de 1962, é uma

universidade pública federal localizada em Brasília, Distrito Federal. Possui 4 campi: no Plano Piloto (Darcy Ribeiro), em Planaltina, em Ceilândia e no Gama. Os três últimos situam-se em cidades satélites do DF, enquanto o primeiro está localizado na região central de Brasília. Ao todo, a Universidade oferta 138 cursos de graduação e 159 cursos de pós-graduação. Em 2018, possuía 51162 alunos matriculados estudando espalhados pelos seus 4.787.449,13 m² de área de campi total [29]. Portanto, é uma Universidade com porte de uma pequena cidade e consumo de energia compatível. A Figura 2.20 exibe imagens dos 4 campi.



(a) UnB Campus Darcy Ribeiro



(b) UnB campus Gama



(c) UnB Campus Ceilândia



(d) UnB Campus Planaltina

Figura 2.20: Os quatro campi da Universidade de Brasília (imagens da internet)

2.9.2 O Lago Paranoá

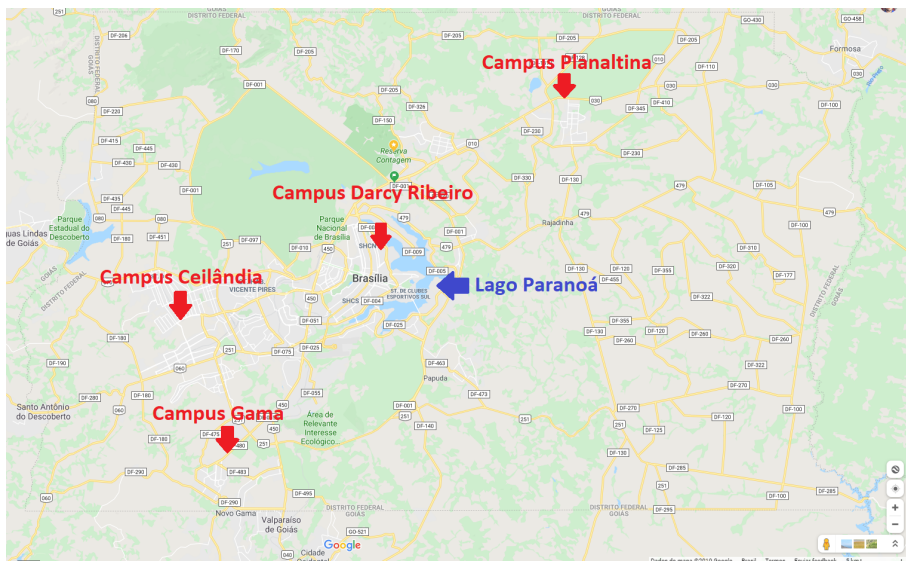
Para aproveitar o espaço disponível e estudar as potencialidades da fotovoltaica flutuante, será feito o estudo de viabilidade técnica e econômica para uma usina flutuante no Lago Paranoá, que tem em suas proximidades o campus Darcy Ribeiro da UnB.

O Lago Paranoá é um lago artificial construído junto com Brasília, durante o governo do presidente Juscelino Kubitschek. É formado pelas águas represadas do Rio Paranoá, onde se instalou uma usina hidrelétrica. Ele possui 48 km², profundidade média de 12 m e máxima de 38 m.



(a)

Figura 2.21: Vista de satélite do Lago Paranoá (Google Maps)



(a)

Figura 2.22: Localização do lago e dos 3 campi da UnB no DF (Google Maps)

As Figuras 2.21a a 2.22a mostram a vista de satélite do Lago Paranoá e sua posição geográfica no mapa, relativa aos campi da UnB. Como se vê, o campus mais próximo do lago é o Darcy Ribeiro. Portanto, o estudo dimensionará uma usina para um ponto do lago próximo à universidade.

3 Métodos e Materiais

3.1 Análise técnica

Para determinar uma proposta de usina flutuante que gere a energia consumida pela UnB (sobre isto, ver 1.2), será primeiramente dimensionado um sistema menor, denominado modular. Esse sistema será dimensionado via algoritmo MATLAB, usando fórmulas matemáticas descritas nas próximas seções. Tal sistema, então, replicado, irá compor propostas de usinas com geração anual maior, equivalente ao consumo da universidade. Isto é importante, pois o modelo econômico de operação da usina pode ter limites de potência instalada (sobre isto, ver 2.5). A adoção de um sistema modular permite a determinação de diferentes propostas com potências instaladas diversas. Será feito o projeto elétrico em AutoCAD do sistema com a produção de um diagrama unifilar do arranjo.

O sistema dimensionado será, então, simulado, também usando algoritmo em MATLAB, para condições em solo e flutuante, para fins de comparação. A simulação do sistema determina a geração do módulo, do inversor e da usina, bem com as perdas envolvidas no processo. Ao final, serão definidas propostas de usinas aplicáveis no Brasil com o objetivo de gerar toda a energia consumida pela UnB, compostas de sistemas modulares. Será feito o dimensionamento espacial das propostas de usinas flutuantes em AutoCAD, para, assim, determinar a área de lago ocupada por elas.

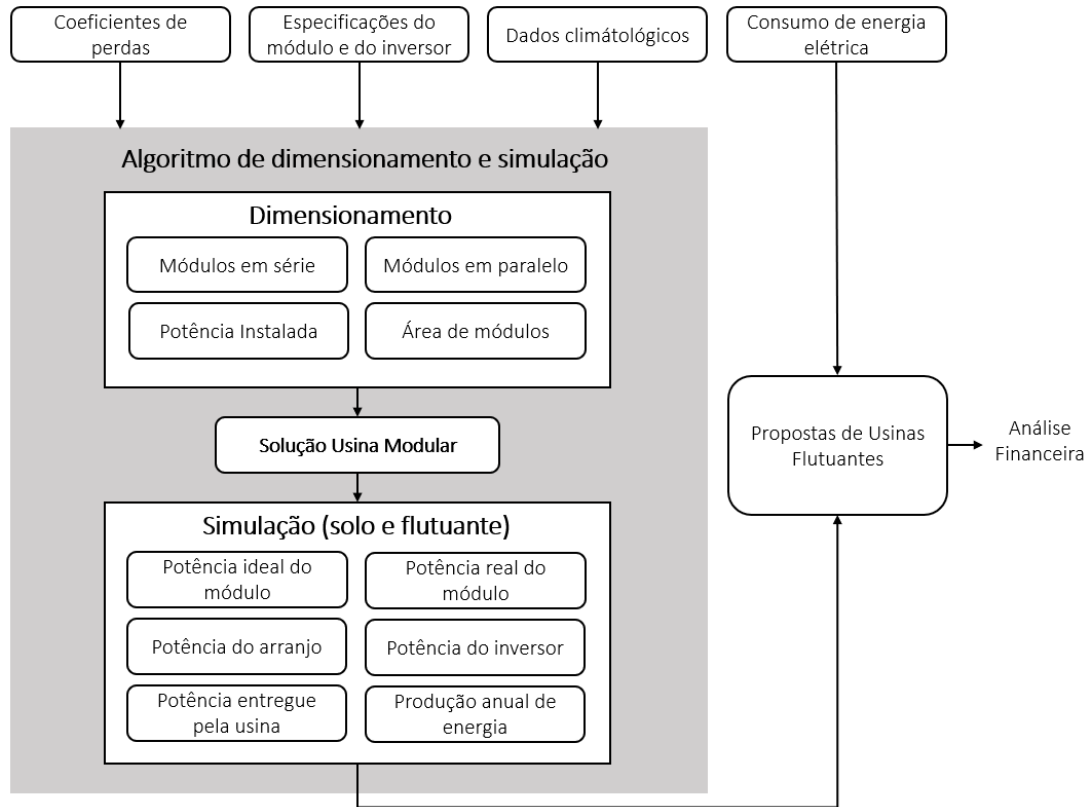


Figura 3.1: Esquemático da metodologia de análise técnica.

3.1.1 Determinação do consumo de energia elétrica

As contas de energia dos anos de 2017 e 2018, portanto os dois últimos anos com dados de consumo completos, cujo responsável pelo pagamento é a UnB, foram solicitadas à Prefeitura da Universidade de Brasília (PRC). As contas não se limitam ao medidor geral do campus Darcy Ribeiro e incluem os outros campi (ver 2.9) e outras unidades consumidoras vinculadas à Universidade.

3.1.2 Dados climatológicos

O conjunto de dados climatológicos utilizados na análise foi o *Typical Meteorological Year* (TMY), ou, em português, Ano Meteorológico Típico. O TMY representa, no que tange características climatológicas (irradiância, temperatura ambiente, velocidade do vento, pressão, etc.), o ano típico de um local. Cada classe de dados que forma o TMY consiste de 12 meses típicos, de janeiro a dezembro, compostos por dados horários. Um mês típico de uma classe é o conjunto de dados do mês daquele ano que mais se aproximou da média do conjunto, dado o período de coleta de dados, que costuma ser de décadas. A base de dados utilizada foi a *National Solar Radiation Database* (NSRDB), através da

plataforma *NSRDB Data Viewer* que fornece gratuitamente TMY para vários locais do globo [30]. A Figura 3.2 exibe a visualização da página da base de dados utilizada.

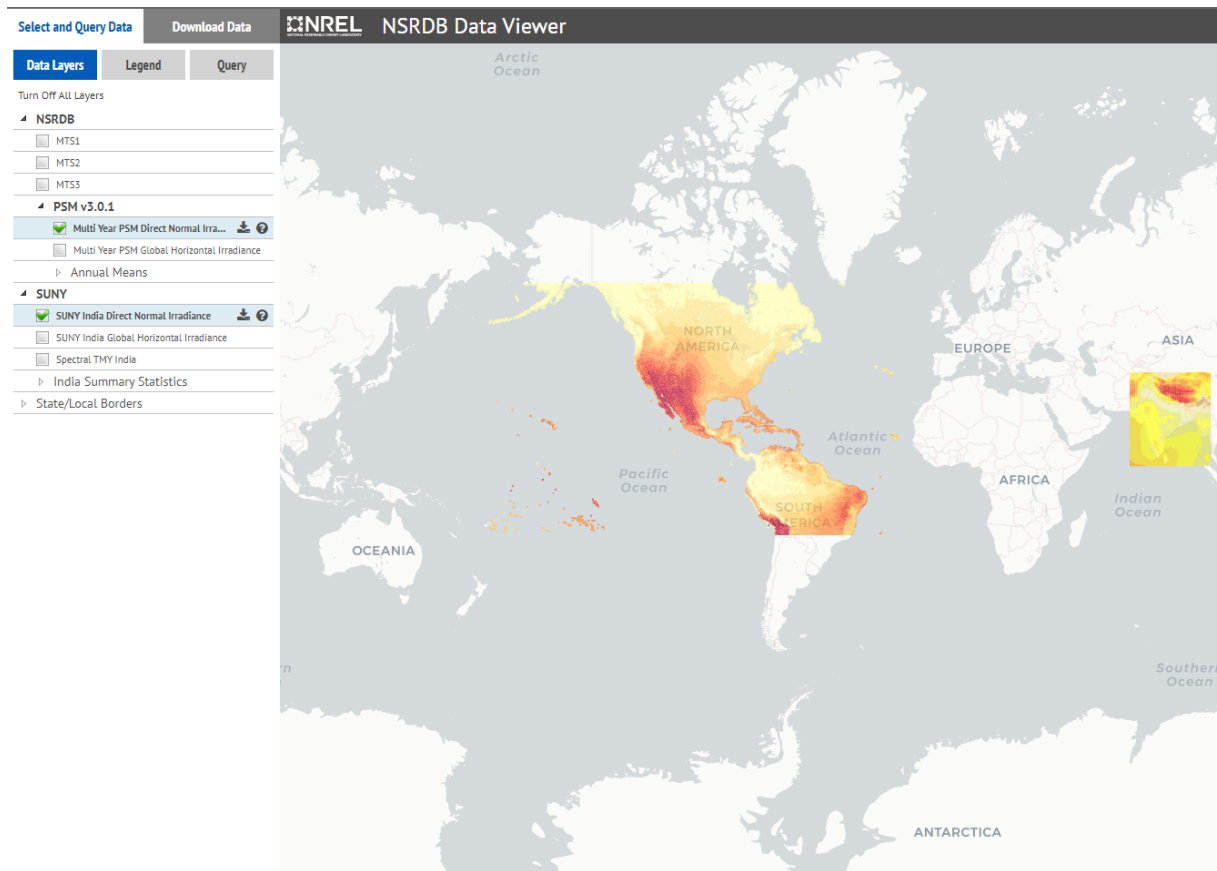


Figura 3.2: Visualização da ferramenta *NSRDB Data Viewer* [30].

As áreas coloridas possuem dados disponíveis. Como nota-se, o local de interesse para este estudo, isto é, Brasília, está coberto e, portanto, possui TMY disponível.

3.1.3 Cálculos de dimensionamento

As fórmulas matemáticas apresentadas a seguir, isto é, as Equações 3.1 a 3.15, são baseadas nas publicações de Kerekes *et al.* [31] e Valentini *et al.* [32]. A Figura 3.3 apresenta um esquemático de blocos da usina modular, com seus principais elementos. O que será dimensionado nesta etapa é o arranjo de módulos fotovoltaicos. O método parte da escolha de um inversor.

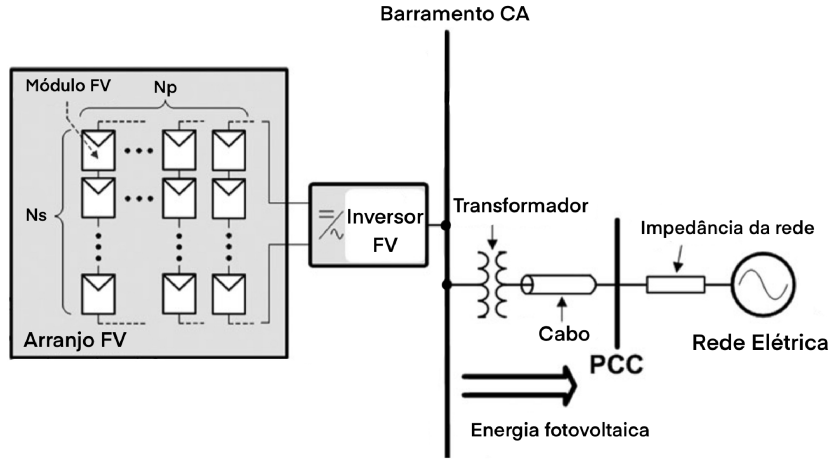


Figura 3.3: Esquemático de blocos da usina modular (modificado). [31].

Para determinar o arranjo, é necessário fazer o cálculo da quantidade de módulos em série e em paralelo. Começando pelos módulos em série, temos:

$$V_{med} = \frac{V_{i,max} + V_{i,min}}{2} \quad (3.1)$$

onde, na Equação 3.1, V_{med} [V] é um valor de tensão intermediário usado para calcular a quantidade de módulos em série. $V_{i,max}$ [V] e $V_{i,min}$ [V] delimitam a faixa de operação do inversor em Ponto de Máxima Potência (PMP). Então calcula-se:

$$N_{série} = \text{piso} \left(\frac{V_{med}}{V_{mp}} \right) \quad (3.2)$$

Na Equação 3.2, $N_{série}$ é a quantidade de módulos conectados em série e V_{mp} [V] é a tensão em Ponto de Máxima Potência à STC do módulo. A função *piso* retorna o mais próximo menor valor inteiro da fração. É verificada então a seguinte relação:

$$N_{série} \cdot V_{oc} > V_{dc,max} \quad (3.3)$$

Na Equação 3.3, V_{oc} [V] é a tensão de circuito aberto do módulo e $V_{dc,max}$ [V] é a máxima tensão de entrada DC permitida pelo inversor. Sendo falsa a relação, $N_{série}$ calculado está correto, senão,

$$N_{série} = N_{série} - 1 \quad (3.4)$$

A relação da Equação 3.3 é então testada novamente, até se chegar a um valor final de módulos em série. A quantidade de módulos em paralelo $N_{paralelo}$ é dada pela Equação 3.5:

$$N_{paralelo} = piso \left(\frac{I_{dc,max}}{I_{mp}} \right) \quad (3.5)$$

em que $I_{dc,max}$ [A] é a corrente DC de entrada máxima permitida pelo inversor e I_{mp} [A] é a corrente em Ponto de Máxima Potência à STC. A partir dos resultados de $N_{série}$ e $N_{paralelo}$, têm-se:

$$N_{módulos} = N_{série} \cdot N_{paralelo} \quad (3.6)$$

onde, na Equação 3.6, $N_{módulos}$ é a quantidade de módulos do arranjo ligado ao inversor do sistema. Calcula-se, então a potência instalada $P_{instalada}$ [W] a partir da Equação 3.7:

$$P_{instalada} = N_{módulos} \cdot P_{m,stc} \quad (3.7)$$

A área ocupada por módulos $A_{arranjo}$ [m²] é dada pela Equação 3.8:

$$A_{arranjo} = N_{módulos} \cdot A_{módulo} \quad (3.8)$$

em que $A_{módulo}$ [m²] é a área ocupada por módulos do sistema modular dimensionado. Com o arranjo dimensionado, pode-se fazer o diagrama unifilar, seguindo NBR 5410. A seguir, faz-se a simulação do desempenho do sistema.

3.1.4 Cálculos de simulação

A simulação do sistema dimensionado utiliza os dados meteorológicos obtidos no TMY (ver seção 3.1.2). Primeiramente, calcula-se a temperatura do módulo, T_m [°C], a partir da Equação 3.9 [33]:

$$T_m(t) = T_{amb}(t) + \frac{G_t(t)}{800} \cdot (NOCT - 20) \quad (3.9)$$

onde t é a hora do ano, ou seja, pode variar entre 1 e 8760. T_{amb} [°C] é a temperatura ambiente, G_t [W/m²] é a irradiância no plano do módulo, ambas obtidas através do TMY, e $NOCT$ [°C] é a temperatura nominal de operação da célula fotovoltaica, uma informação técnica do módulo escolhido para o estudo, presente em seu *datasheet*. A partir da temperatura do módulo, calcula-se a potência entregue por ele em condição de máxima potência para a irradiância e temperatura do momento, P_{mp} [W] [33]:

$$P_{mp}(t) = P_{m,stc} \cdot \frac{G_t(t)}{1000} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_m(t) - 25)] \quad (3.10)$$

Na Equação 3.10, γ [%/°C] é o coeficiente de temperatura para a potência do módulo, que informa o decréscimo percentual na potência PMP para mudanças na temperatura,

a cada grau celsius. A potência entregue pelo módulo $P_{\text{módulo}}$ [W], descontadas as perdas por sujeira df (*derating factor*) e sombreamentos Sp , é dada pela Equação 3.11 [31]:

$$P_{\text{módulo}}(t) = \left(1 - \frac{df}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{Sp}{100}\right) \cdot P_{mp}(t) \quad (3.11)$$

As perdas no módulo $P_{m,perdas}$ [W], então, são dadas pela Equação 3.12:

$$P_{m,perdas}(t) = P_{mp}(t) - P_{\text{módulo}}(t) \quad (3.12)$$

A potência à entrada de um inversor, ou seja, entregue pelo arranjo de módulos fotovoltaicos conectados a ele, por conseguinte, é dada pela Equação 3.13 [31]:

$$P_{\text{arranjo}}(t) = N_{\text{série}} \cdot N_{\text{paralelo}} \cdot \frac{\eta_{spmp}}{100} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{cc}}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{inc}}{100}\right) \cdot P_{\text{módulo}}(t) \quad (3.13)$$

onde η_{spmp} é a eficiência do Seguidor de Ponto de Máxima Potência (SPMP) do inversor, η_{cc} é o coeficiente de perdas nos cabos CC e η_{inc} é o coeficiente de perdas por incompatibilidade, também chamadas de *mismatch* dos módulos FV, isto é, perdas provenientes de diferenças na fabricação dos módulos e por irradiância irregular no arranjo. A potência do inversor P_{inversor} [W], então, pode ser calculada pelas seguintes regras [31]:

- (a) $P_{\text{inversor}}(t) = 0$, se $P_{\text{arranjo}}(t) \leq P_{cp}$;
- (b) $P_{\text{inversor}}(t) = \frac{\eta_{inv}}{100} \cdot P_{\text{arranjo}}(t)$, se $P_{cp} < P_{\text{arranjo}}(t) \leq P_{nom}$;
- (c) $P_{\text{inversor}}(t) = \frac{\eta_{inv}}{100} \cdot P_{nom}(t)$, se $P_{\text{arranjo}}(t) > P_{nom}$.

onde P_{cp} [W] é a potência de consumo próprio do inversor, P_{nom} [W] é a potência nominal CA do inversor. Por fim, a potência do sistema modular P_{usina} [W] dimensionado é dada pela Equação 3.14 [31]:

$$P_{usina}(t) = \frac{\eta_t}{100} \cdot \frac{\eta_{ca}}{100} \cdot P_{\text{inversor}}(t) \quad (3.14)$$

onde η_t é a eficiência de interconexão dos transformadores e η_{ca} é a eficiência de conexão dos cabos CA. Concluindo a simulação, calcula-se a produção de energia anual $E_{usina}(j)$ [Wh], no ano j , da usina por meio da Equação 3.15:

$$E_{usina}(j) = \frac{EAF}{100} \cdot \sum_{t=1}^{8760} P_{usina}(t) \cdot (1 - 0,008 \cdot (j - 1)) \quad (3.15)$$

em que EAF é o fator de disponibilidade de energia (*Energy Availability Factor*) e traduz o quanto a usina está disponível durante o ano, descontando interrupções para manutenção.

Finalmente, são calculados os indicadores de desempenho. São eles: fator de capacidade, ou *Capacity Factor* (CF), rendimento específico, ou *Specific Yield* (SY), e taxa de desempenho, ou *Performance Ratio* (PR). A Equação 3.16 calcula do fator de capacidade da usina CF (%):

$$CF = \frac{E_{usina}(1)}{P_{instalada} \cdot 8760} \cdot 100 \quad (3.16)$$

O fator de capacidade é a razão entre a geração real em um ano e a geração se operasse à potência nominal instalada durante todo ano [19]. Assim sendo, $E_{usina}(1)$ é a geração no primeiro ano de operação da usina. Com a degradação do desempenho dos módulos ao longo dos anos, esse valor diminui. A Equação 3.17 calcula a taxa de desempenho PR (%):

$$PR = \frac{E_{usina}(1)}{\sum_{t=1}^{8760} P_{instalada} \cdot \frac{G_t(t)}{1000}} \quad (3.17)$$

A taxa de desempenho é a razão entre a energia CA exportada pela usina e a produção teórica se os módulos convertessem toda irradiação recebida em energia elétrica de acordo com sua capacidade nominal. Por fim, a Equação 3.18, calcula o rendimento específico SY [kWh/kWp]:

$$SY = \frac{E_{usina}(1)}{P_{instalada}} \quad (3.18)$$

O rendimento específico é energia anual gerada pela usina por kWp de potência instalada [19]. Em conjunto, as Equações 3.16 a 3.18 fornecem uma referência de comparação de usinas independente da potência instalada ou fonte solar.

3.1.5 Determinação de alternativas de usinas

Ao fim da etapa de análise técnica, deve-se propor alternativas de implantação de usinas que sejam constituídas do sistema modular dimensionado e simulado. A determinação da potência instalada de uma proposta de implantação traz consigo a necessidade de se avaliar sua modalidade de aplicação segundo as leis e normas vigentes.

Atualmente, no Brasil, uma usina conectada à rede pode operar como Geração Distribuída (GD), em Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo, em cada caso, pré-determinadas as regras que definem sua fonte de receita (sobre isso, ver 2.5 e 2.7). Para este trabalho, serão definidas alternativas de GD e/ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Para o último, como as contratações são definidas em leilão, as informações de preço de venda são públicas e disponibilizadas

pela ANEEL, ao passo que operações no Ambiente de Contratação Livre são acordadas entre comprador e vendedor, sendo privadas e portanto, difíceis de estimar.

Como fonte de receita é similar em ambos ambientes de comercialização, sendo a principal diferença os preços de energia praticados, pode-se observar por meio de análise de sensibilidade o comportamento dos indicadores de viabilidade das alternativas propostas a variações no preço de venda.

3.2 Análise financeira

Esta fase do estudo consiste em calcular os índices financeiros determinados no Referencial Teórico [2.8] para cada uma das propostas determinadas na etapa de análise de viabilidade técnica, e fazer uma análise de sensibilidade desses índices aos principais parâmetros de entrada. O fluxograma da Figura 3.4 resume o processo.

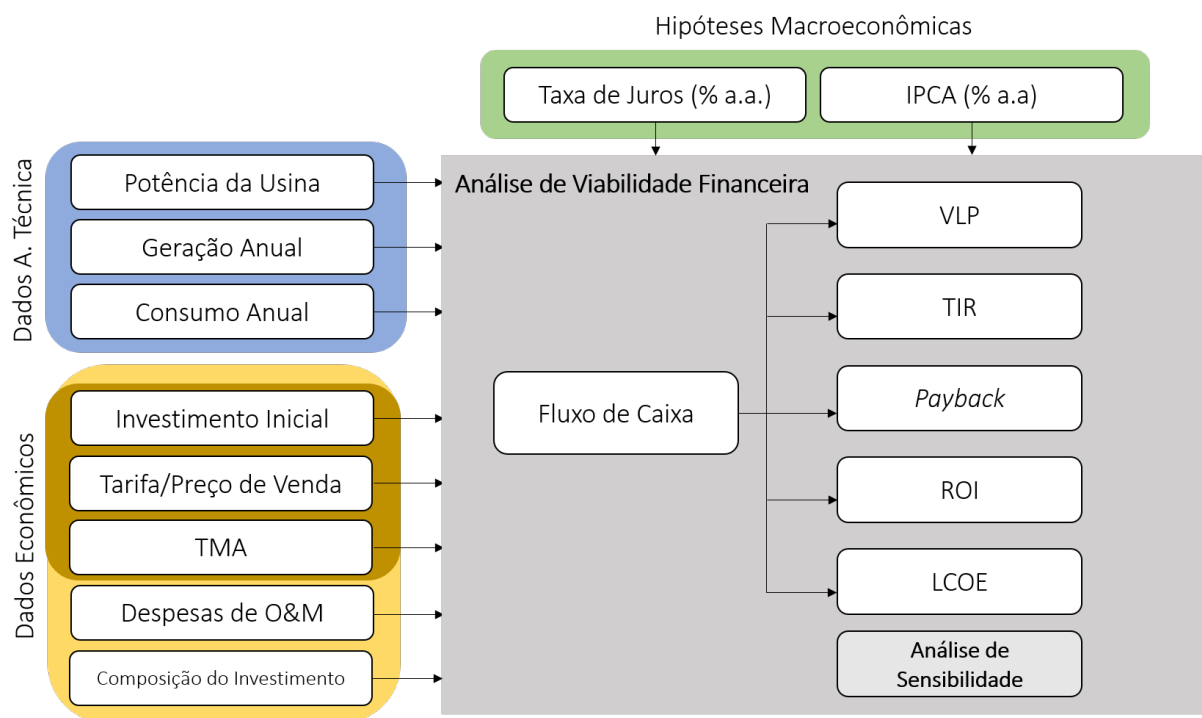


Figura 3.4: Esquemático da metodologia usada para cálculos de viabilidade econômica. Os dados econômicos em destaque serão estudados na análise de sensibilidade.

Primeiramente, deve-se fazer um levantamento dos principais componentes do fluxo de caixa, que são as receitas e as despesas inerentes a esse tipo de projeto. A seguir, detalha-se quais são e como serão obtidos cada um desses parâmetros de entrada da análise financeira. A vida útil do projeto será considerada a vida útil dos módulos fotovoltaicos, que é de 25 anos, garantida pelos principais fabricantes atuantes no mercado. A taxa

mínima de atratividade do investimento (TMA), por sua vez, será considerada a taxa de juros utilizada no empréstimo.

3.2.1 Hipóteses macroeconômicas

O cenário macroeconômico tem grande influência na viabilidade de um investimento. Os principais índices a serem examinados que representam esse cenário, e que serão usados como parâmetros de entrada para a análise financeira, são a inflação e a taxa de juros. São as condições externas ao investimento que interferem fortemente no resultado da análise, como se verá adiante.

A taxa de câmbio é também determinante se os componentes do sistema forem importados, visto que uma variação nessa taxa pode incorrer em um acréscimo, ou decréscimo, significativo nas despesas de capital, isto é, o investimento inicial. Entretanto, se adotará, para a estimativa de despesas de capital, valores de custo normalizados por watt-pico, e será feito posteriormente uma análise de sensibilidade, onde se poderá entender o efeito de eventuais variações do câmbio no investimento inicial e, conseqüentemente, na viabilidade do projeto.

3.2.1.1 Inflação

Em uma sociedade com economia de mercado, os preços tendem a inflacionar ao longo do tempo, mais, ou menos, a depender de diversos fatores de natureza econômica, governamental e social. Isto é equivalente a afirmar que o valor do dinheiro se deprecia com o passar do tempo. Esse fator deve ser avaliado, pois as receitas e despesas relacionadas ao projeto serão afetadas por esse índice: o preço de troca de componentes no tempo futuro, os juros de um empréstimo e o reajuste tarifário.

No Brasil, o Banco Central disponibiliza semanalmente o Boletim Focus, que reporta as estimativas do mercado para inflação no curto e médio prazos. Como não se costuma fazer previsões de inflação para o longo prazo, será considerado um índice de médio prazo, publicado nesse boletim.

3.2.1.2 Taxa de juros

Investimentos de longo prazo não costumam ser feitos inteiramente com capital próprio, e essa observação se reforça quando se considera que o agente investidor é, possivelmente, o Estado em um cenário de ajuste fiscal. É, portanto, imprescindível avaliar o impacto de uma eventual aquisição de crédito na viabilidade do projeto. A taxa de juros utilizada pelo credor para conceder o crédito é o principal fator a ser considerado, e pode ser entendido como o preço do dinheiro.

As taxas de juros praticadas no mercado são baseadas em taxas básicas determinadas pelo Banco Central. Neste estudo se usará as Notas do Tesouro Nacional série B (NTN-B).

3.2.2 Despesas

3.2.2.1 Despesas de capital

As despesas de capital, também chamadas de investimento inicial, custo da usina ou *Capital Expenditure* (CAPEX) (neste trabalho esses termos são usados como sinônimos), são todos os custos necessários para se colocar o projeto em funcionamento, como aquisição de componentes, aluguel de terreno, quando for o caso, instalação e construção da usina. Esse investimento acontece no período inicial, o período zero no fluxo de caixa.

Será feito um levantamento de custo médio de investimento inicial normalizado, isto é, por watt-pico, para usinas fotovoltaicas de grande porte, ao invés se de fazer uma determinação detalhada, componente a componente, do custo da usina. São escolhidos dados de usina de grande porte porque o consumo da UnB é o de uma pequena cidade, dado suas dimensões físicas e a quantidade de alunos. Esse dado é confirmado na determinação do consumo de energia 4.1.1 A justificativa dessa escolha é a complexidade da determinação exata do custo de sistemas de grande porte, que sofre a influência de vários fatores complexos de serem avaliados, a começar pelos custos dos componentes que são comercializados em ambientes controlados e acessados apenas por agentes participantes do mercado fotovoltaico.

Ressalta-se, também, que a finalidade da análise financeira do trabalho é estudar a viabilidade do projeto considerando variações nos principais parâmetros de entrada, portanto considerar valores médios de fontes confiáveis não altera as conclusões do estudo.

3.2.2.2 Despesas operacionais

As despesas operacionais, também chamadas de custos de operação e manutenção, ou também de OPEX (*Operational Expenditure*), são aquelas que acontecem durante todo tempo de funcionamento da usina, a cada período de capitalização, e incluem principalmente o pagamento de mão de obra para operação da usina e custos de manutenção dos componentes, como limpeza dos módulos fotovoltaicos. Para essa componente do fluxo de caixa será considerada o valor de 1% das despesas de capital, sujeito a inflação ao longo dos anos.

3.2.2.3 Despesa com troca de inversores

Outra grande despesa a se levar em conta é a troca dos inversores, componente responsável por transformar a energia CC gerada pelos módulos fotovoltaicos em energia

CA, que, diferentemente dos módulos, não possuem vida útil de 25 anos e costumam ser trocados uma vez durante o ciclo de vida do sistema.

Da mesma forma que os custos de operação e manutenção, esse custo será considerado como uma porcentagem do investimento inicial efetuado no período (ano) 13 do fluxo de caixa, que representa a vida útil média dos inversores. Para conferir maior confiabilidade a análise, se fará um levantamento da composição das despesas de capital específica para usinas solares fotovoltaicas de grande porte.

3.2.2.4 Juros do empréstimo

Por fim, um projeto que tenha uma parcela do seu investimento inicial composto por empréstimo, terá como despesa adicional o pagamento dos juros referentes a esse crédito ao longo da vida do projeto. A hipótese considerada para essa análise será a taxa praticada pelo BNDES para créditos de longo prazo, isto é, a Taxa de Longo Prazo (TLP). A TLP é composta de duas parcelas, uma referente a inflação (IPCA) e outra referente a taxa de juro real do título público NTN-B, segundo a seguinte fórmula:

$$TLP = (1 + IPCA) \cdot (1 + \alpha \cdot \text{juro real NTN-B}) - 1 \quad (3.19)$$

Na Equação 3.19, α é um coeficiente de transição da antiga Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) para a TLP definido pelo BNDES, que aumenta a cada ano, incrementando a participação da NTN-B na taxa, até atingir 1 em 2023. Adicionalmente a taxa de juros, será considerado o prazo de pagamento igual a vida útil do sistema, isto é, 25 anos, com periodicidade de pagamento anual, para simplificar o fluxo de caixa.

Para estudar o impacto da aquisição de crédito nos resultados da análise financeira, para cada proposta de usina serão simulados os resultados financeiros levando em conta três cenários de estrutura de capital, listados a seguir:

- Cenário 1: 100% de empréstimo;
- Cenário 2: 50% de fundos próprios e 50% de empréstimo;
- Cenário 3 100% de fundos próprios.

3.2.3 Receitas

3.2.3.1 Tarifa de energia

A receita do projeto no caso de GD, isto é, sistema de compensação, é dada pela tarifa de energia que se deixa de pagar por, ao invés de se consumir energia fornecida pela rede, se consumir energia produzida pelo sistema de geração fotovoltaico, ou por

aproveitamento de créditos de energia decorrentes de excedente de geração injetados na rede, como determinado na REN 482/12 (ver 2.5). Portanto, a receita obtida com GD é determinada por dois fatores principais, a tarifa praticada nos postos tarifários de geração e de compensação, e a geração de energia por posto tarifário.

As tarifas serão acessadas através de relatórios disponibilizados pela concessionária local, CEB, em que constam as tarifas praticadas mensalmente para o tipo de consumidor em que se enquadra a Universidade de Brasília, isto é, A4 - Poder Público (ver Figura 3.5). Esse tipo de consumidor está sujeito a Tarifa Horosazonal Azul, isto é, aquela em que tanto a demanda como o consumo são tarifados de forma diferente, para diferentes horas do dia (Ponta e Fora de Ponta) e diferentes períodos do ano (Período Seco e Período Úmido). Como a instalação de GD apenas abate a parcela da conta de energia referente ao consumo, apenas esse tipo de tarifa será usado na análise.

CEB DISTRIBUIÇÃO
SIA Área Especial C
CEP: 71215-902 - BRASILIA - DF
CNPJ: 07.522.668/0001-92 CF/DF: 07.468.935/001-97

NOTA FISCAL / FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA / SERVIÇOS SÉRIE U Nº 3216
Nota fiscal emitida por processamento eletrônico de dados - Sistema laser REGIME ESPECIAL - ATO DECLARATÓRIO Nº 005/2006
NUESP/GEESP/DITRI/SUREC/SEF AIDF nº 1-345-00674/2015 Nota Fiscal válida até 07/10/2016

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE DE BRASILIA
UNB BL SG 12 CAMPUS UNIVERSITARIO
BRASILIA
00.038.174/0001-43

1060801

Vencimento 18/07/2016

PARA CONTATO COM A CEB INFORME ESTE NÚMERO 492.479-7

Mês faturado	Apresentação	Classificação	Ligação	Tarifa	Leitura Atual	Leitura Anterior	Próxima leitura
JUN/2016	09/06/2016	P. PÚBLICO	AZUL	THS-A4	07/06/2016	07/05/2016	07/07/2016

Nº do Medidor	Constante kWh	Constante kW	Constante kVAh	Perdas(%)	Período	KW Regist. Ponta	KW Regist. Fponta
1417666	0,960	3,840	0,960	0,0	SECO	3982	4869

Figura 3.5: Conta de energia do medidor geral do campus Darcy Ribeiro de junho de 2016. Em destaque, classificação do tipo de consumidor.

Anualmente as tarifas de energias são sujeitas ao Reajuste Tarifário Anual, definido pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição individualmente. Esse impacto também será avaliado através de uma estimativa de reajuste médio ao longo dos anos.

A geração de energia, naturalmente, também afetará a receita. Esse dado será obtido como resultado da simulação de cada uma das propostas feitas no estudo de viabilidade técnica. Sobre essa energia gerada, então incidirá a tarifa apropriada, formando a fonte de receita do projeto.

Vale ressaltar que a GD pode alterar também a parcela de potência da fatura de energia se houver uma alteração na demanda máxima medida, acarretando em uma mudança na demanda contratada. O estudo do impacto da GD na demanda, no entanto, foge do escopo deste trabalho e se considerará inalterada a demanda contratada pela Universidade de Brasília no Campus Darcy Ribeiro.

3.2.3.2 Preço de venda de energia em Ambiente de Contratação Regulada

Uma das alternativas à operação da usina como GD, é a venda de energia em Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Quando o projeto envolve venda de energia em ACR, a receita é determinada pelo preço de venda da unidade de energia determinado em leilão promovido pela CCEE.

Os valores de preço de venda variam de contrato para contrato, então, para a composição do fluxo de caixa, o valor utilizado na análise será considerado a média do preço de venda de energia de fonte solar fotovoltaica dos últimos Leilões de Energia Nova e Leilões de Energia Reserva. Usando os dados de geração de energia resultantes da simulação da etapa de análise de viabilidade técnica, chega-se, portanto, aos valores de receita gerada nos casos de usina operado em ACR.

3.2.4 Diagrama de Fluxo de Caixa

O diagrama de fluxo de caixa é uma representação das entradas e saídas financeiras no caixa da empresa ou do investimento ao longo dos anos, em cada período de capitalização até o fim do projeto. É utilizado para cálculo posterior dos indicadores econômicos citados no referencial teórico 2.8.

Tabela 3.1: Modelo de diagrama de fluxo de caixa utilizado neste trabalho

Período	I	J	OM	TI	R	FC	VP	VPA
0	I_0	J_0	OM_0	TI_0	R_0	FC_0	VP_0	VPA_0
...
n	I_n	J_n	OM_n	TI_n	R_n	FC_n	VP_n	VPA_n

Na Tabela 3.1,

- n é o período de capitalização,
 $0 \leq n \leq 25$;
- I_0 é o investimento inicial do projeto,
 $I_{n,n \neq 0} = 0$;
- J_n é a despesa com pagamento de juros no período n ,
 $J_0 = 0$;
- OM_n é a despesa com operação e manutenção da usina,
 $OM_0 = 0$;
 $OM_{n,n \neq 0} = OM_1 \cdot (1 + IPCA)^n$;

- TI_{13} é a despesa com troca de inversor no ano 13,
 $TI_{n,n \neq 13} = 0$;
 $TI_{13} = TI_0 \cdot (1 + IPCA)^{13}$;
- R_n é a receita gerada no período n . A origem da receita depende do modelo de implantação adotado pela usina,
 $R_0 = 0$;
- FC_n é o fluxo de caixa no período n ,
 $FC_n = R_n - TI_n - OM_n - Jn - In$;
- VP_n é o valor presente do fluxo de caixa do período n ,
 $VP_n = \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n}$;
- VPA é o valor presente acumulado do período n
 $VPA_0 = VP_0$;
 $VPA_n = VP_n + VPA_{n-1}$.

3.2.5 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade consiste em estudar o comportamento dos indicadores econômicos a mudanças nos parâmetros de entrada, observando se o investimento tende a mais, ou menos, facilmente se tornar inviável a alterações nos dados considerados nos cálculos. Também faz parte dessa análise definir os limiares de viabilidade para cada parâmetro estudado.

Para este estudo, será feita a análise de sensibilidade, para cada uma das alternativas de usina, do VPL, do *Payback* e da TIR, às despesas de capital, à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ao reajuste tarifário anual e ao preço de venda de energia no mercado regulado, quando for o caso. A Tabela 3.2 a seguir resume as variações de cada parâmetro consideradas no estudo.

Tabela 3.2: Variações dos parâmetros de entrada consideradas para análise de sensibilidade das propostas de usinas

Parâmetro de entrada	Variação
Investimento Inicial Normalizado	2,00 R\$/Wp - 7,00 R\$/Wp
Reajuste Tarifário Anual	3,43% - 10%
Preço de Venda em ACR	0,16 R\$/kWh - 0,44 R\$/kWh
TMA	3,43% - 17%

3.3 Materiais

3.3.1 NSRDB Data Viewer

O NSRDB *Data Viewer* é uma ferramenta desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), órgão estadunidense voltado ao estudo e desenvolvimento das energias renováveis. A ferramenta, disponível online [30] disponibiliza dados climáticos no formato TMY para diversos locais do globo e foi usado como fonte para obter dados referentes ao local escolhido para este trabalho.

3.3.2 *MATrix LABoratory* (MATLAB)

O *MATrix LABoratory* (MATLAB) é software que realiza análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos em ambiente computacional. Possui extensa biblioteca de extensões que auxiliam em cálculos e simulações para engenharias e outras áreas. Foi usado para implementar algoritmo de dimensionamento e simulação com base no modelo matemático apresentado.

3.3.3 Microsoft Office Excel

Programa de criação e manipulação de planilhas eletrônicas, que realiza operações entre células, constrói gráficos a partir dos dados, além de outras funcionalidades. É usado neste trabalho para administrar dados TMY e prepará-los para serem lidos no MATLAB.

3.3.4 Google Maps

Google Maps é um serviço de visualização de mapas e imagens de satélite disponível *online*, fornecido e desenvolvido pela empresa estadunidense Google. É usado neste trabalho para determinação de coordenadas geográficas do local de interesse para a análise técnica.

4 Resultado e Discussão

4.1 Análise técnica

4.1.1 Dados de consumo de energia elétrica

Os dados recebidos informam que 89% do consumo ocorre em horário fora de ponta. O consumo médio mensal é de 2.077.792,50 kWh, resultando em 24.933.509,98 kWh anuais. No que diz respeito a despesas financeiras, a média mensal é de R\$ 1.345.018,08 e R\$ 16.140.216,99 a anual. Esses resultados são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 4.1: Médias anual, mensal e diária de consumo de energia elétrica e de despesas financeiras com conta de energia da UnB

Média	Ponta (kWh)	% P.	Fora de Ponta (kWh)	% F.P.	Total (kWh)	Despesa (R\$)
Anual	2.768.208,48	11%	22.165.301,50	89%	24.933.509,98	16.140.216,99
Mensal:	230.684,04	11%	1.847.108,46	89%	2.077.792,50	1.345.018,08
Diária	7.584,13	11%	60.726,85	89%	68.498,65	44.219,77

Esse resultado corrobora o estudo de Gregório [34] que fez o levantamento da curva de carga da UnB do ano de 2006 e de 2017, que mostrou que a maior parte do consumo ocorre em horário fora de ponta, com o pico de demanda ocorrendo às 14h.

4.1.2 Dados climatológicos

A estação com dados climatológicos disponíveis, cujas coordenadas geográficas são: -15,793400 -47,882293, situa-se a 4,50 km do local adotado para localização da usina.

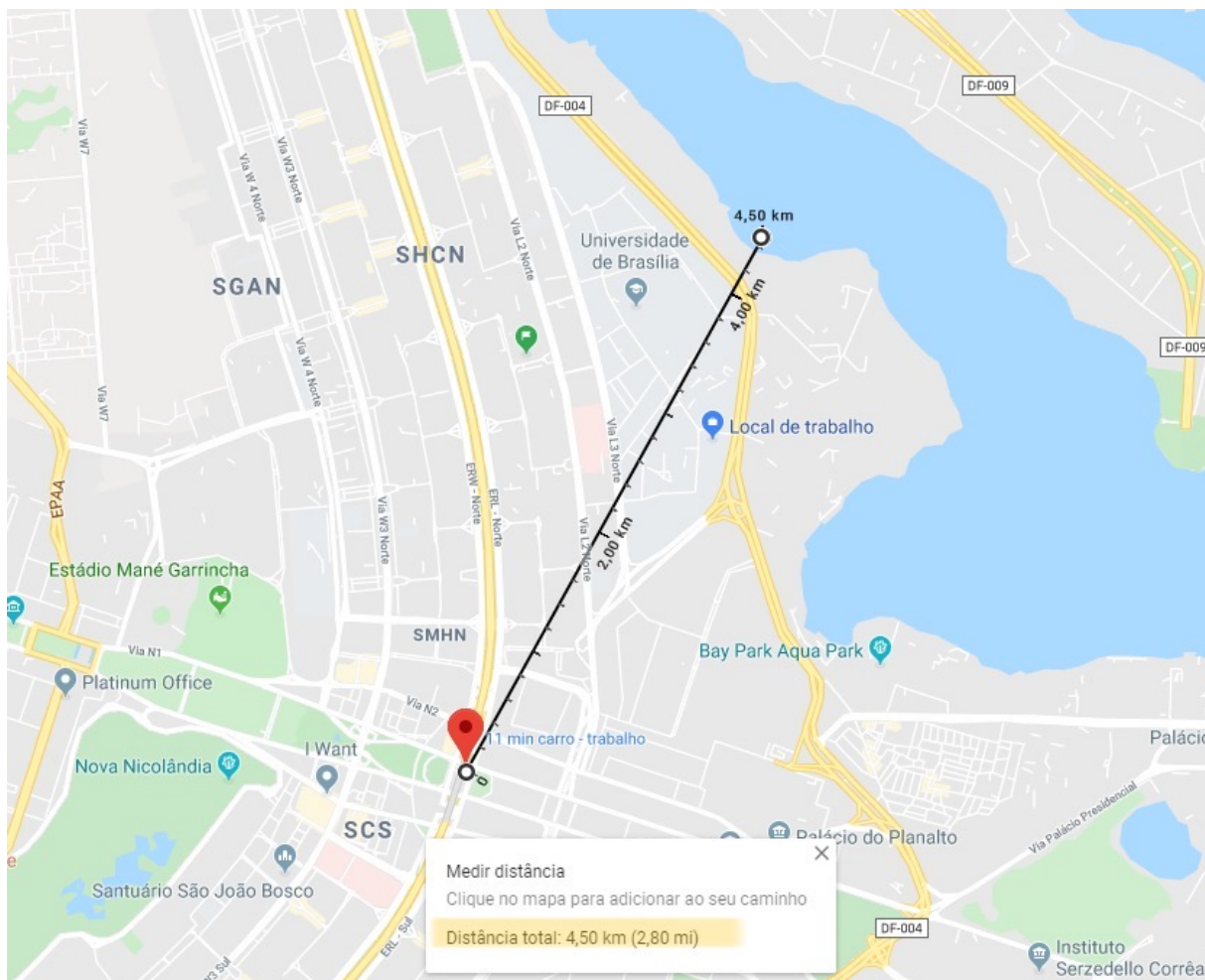


Figura 4.1: Distância entre o local da usina e a estação de dados climatológicos mais próxima disponível em NSRDB.

A Figura 4.1 exibe a distância no mapa do Google Maps entre o ponto escolhido e a estação disponível. Uma distância de 4,50 km não é suficiente para mudar as características solarimétricas e climatológicas de um local, portanto, os dados obtidos em NSRDB serão considerados suficientes para descrever o local escolhido. As Figuras 4.2b a 4.2c exibem dados meteorológicos obtidos com o TMY para 3 dias do ano.

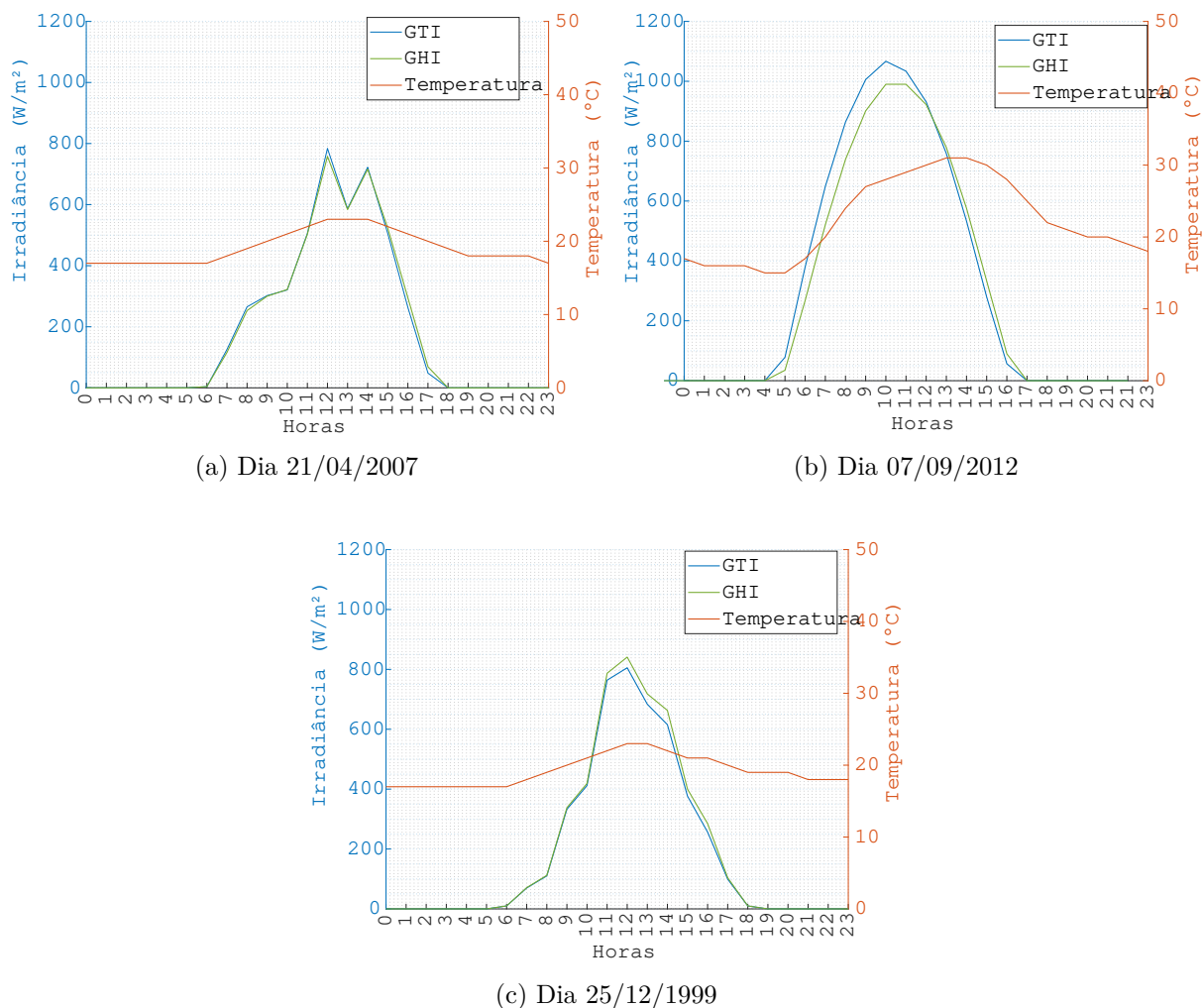


Figura 4.2: Irradiação global em plano horizontal (GHI), irradiação global em plano inclinado (GTI) e temperatura ambiente para os dias 21/04/2007, 07/09/2012 e 25/12/1999

A Figura 4.2b mostra que a irradiação no plano horizontal e no plano inclinado podem ultrapassar 1000 W/m^2 , o nível de irradiação dos padrões de teste (STC). Isso se deve à localização de Brasília no globo, entre os trópicos, ou seja, local de grande incidência de radiação solar. Observa-se também a correlação da irradiação com a temperatura. No primeiro caso da Figura 4.2b a temperatura chega a 31°C , ao passo que nos outros dois permanece abaixo de 25°C .

Na Figura 4.2a, observa-se uma anormalidade às 13h, quando há uma queda brusca na irradiação, que é em seguida retomada. Acerca disso destaca-se que as medições podem estar sujeitas a externalidades aleatórias, como passagem de nuvens, o que explica tal anormalidade. A Figura 4.3 exibe o perfil de irradiância em plano horizontal (GHI) e o perfil de irradiância em plano inclinado (GTI) a 16° do local. Essa inclinação é o número inteiro mais próximo da latitude do local.

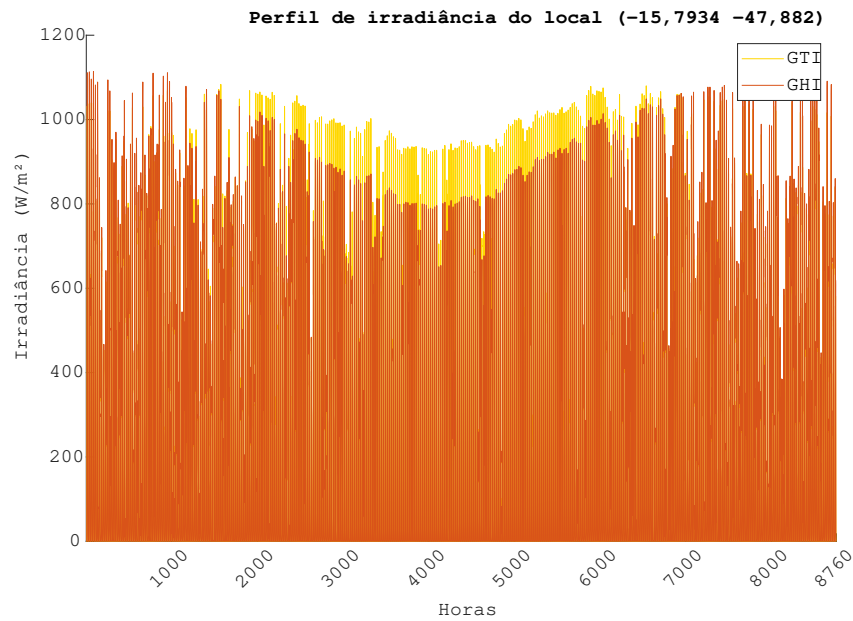


Figura 4.3: Perfil de irradiância global horizontal e inclinada a 16° do local escolhido para a usina (-15,7934 -47,882).

Pelo gráfico da Figura 4.3, constata-se que, no plano inclinado a 16° , a irradiância é maior, especialmente durante o meio do ano. Isso confere uma geração de energia anual maior pelo módulo, o que justifica a escolha pela inclinação igual à latitude.

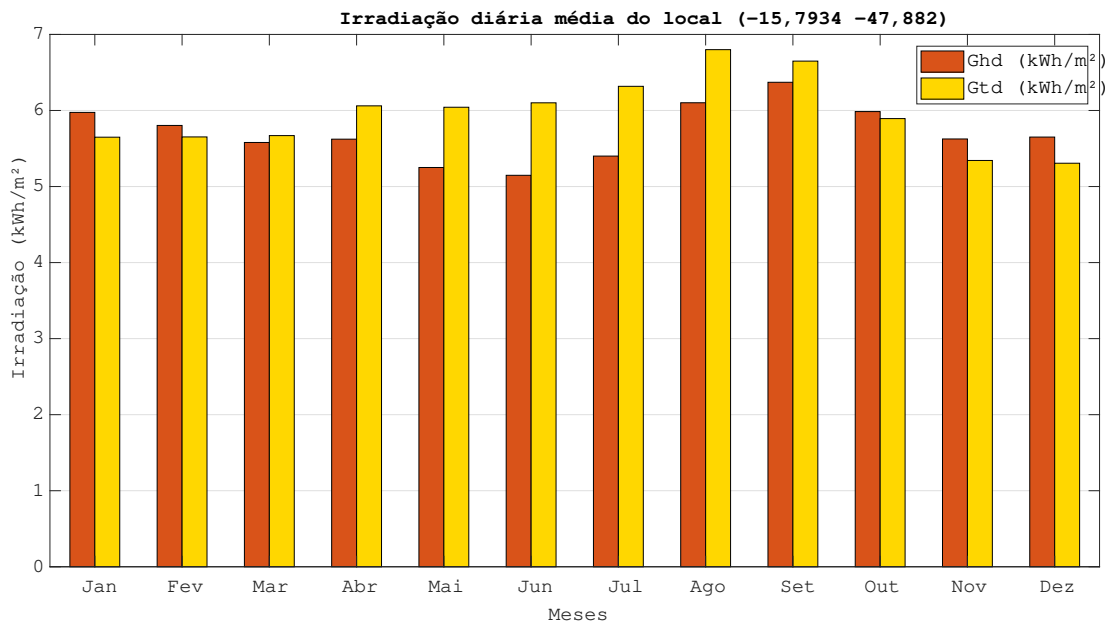


Figura 4.4: (Irradiação diária média no plano horizontal (Ghd) e no plano inclinado (Gtd) -15,7934 -47,882).

Ao passo que a Figura 4.3 exhibe dados de potência, a Figura 4.4 mostra de energia, por meio da irradiação diária média no plano horizontal e no plano inclinado para o local. Também chamado de insolação, esse dado expressa a quantidade de energia solar que chega, por unidade de área em um local, em um determinado período de tempo. Quando expresso em kWh/m².dia, chama-se Horas de Sol Pleno (HSP). Observa-se então, que a localidade escolhida possui uma boa disponibilidade de irradiação solar, com uma média anual de 5,71 kWh/m².dia para o plano horizontal e 5,96 kWh/m².dia para plano inclinado a 16°. Os valores de pico ocorrem em agosto, quando chega-se a 6,10 kWh/m² e 6,80 kWh/m², respectivamente.

4.1.3 Resultado do dimensionamento

Dados os pré-requisitos técnicos para comercialização de um módulo fotovoltaico conectado à rede, foi escolhido um modelo disponível no mercado nacional. A Tabela 4.2 lista as informações técnicas a condições padrão de teste, *Standard Test Conditions* (STC), isto é, irradiação solar de 1000 W/m² e temperatura de 25°C de um módulo comercialmente disponível no Brasil, escolhido para utilização nos cálculos deste trabalho. A classificação máxima de fusíveis da série $I_{m,max}$ é a corrente máxima suportada pelo módulo, dado utilizado posteriormente no dimensionamento de cabos do sistema. A Tabela 4.3 exhibe as informações técnicas do inversor escolhido para o projeto. Os cálculos matemáticos apresentados em 3.1.3 resultaram em uma usina modular de 16 strings de 29 módulos em série, totalizando 464 módulos. Com potência instalada de 167,04 kWp e inversor de 125 kW, o FDI é de 75%, o que está de acordo com o recomendado [5].

Tabela 4.2: Especificações técnicas a condições padrão de teste (STC) do módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento

Informação	Valor
Tecnologia	Policristalino
Potência Nominal $P_{m,stc}$	360 W
Tensão PMP V_{mp}	39,60 V
Corrente PMP I_{mp}	9,10 A
Tensão de curto aberto V_{oc}	47,00 V
Corrente de curto-circuito I_{sc}	9,67 A
Classificação máxima de fusíveis da série $I_{m,max}$	30 A
Comprimento L	2,00 m
Largura H	0,992 m
Temperatura de operação NOCT	45°C
Coefficiente de temperatura P_{max}	-0,38 %/°C

Tabela 4.3: Especificações técnicas do inversor utilizado no dimensionamento.

Informações de entrada (lado CC)	
Tensão máxima de entrada $V_{dc,max}$	1500 V
Corrente de entrada máxima $I_{dc,max}$	148 A
Faixa de operação em MPP	860 V - 1450 V
Quantidade de MPPT	1
Informações de saída (lado CA)	
Potência Nominal P_{nom}	125 kWca
Tensão de saída $V_{ac,nom}$	600 V (F-N)
Corrente máxima de saída $I_{ac,max}$	120 A
Frequência	60 Hz
Dados gerais	
Eficiência η	98,9%
Dimensões	670 x 902 x 296 mm
Massa	76 kg
Potência de consumo próprio P_{cp}	4 W

A Tabela 4.4 sintetiza os resultados obtidos na etapa de dimensionamento. A Figura 4.5 exibe o diagrama unifilar com proteções e cabos projetados. O diagrama pode ser conferido em detalhes no Apêndice B, juntamente com o memorial de cálculo.

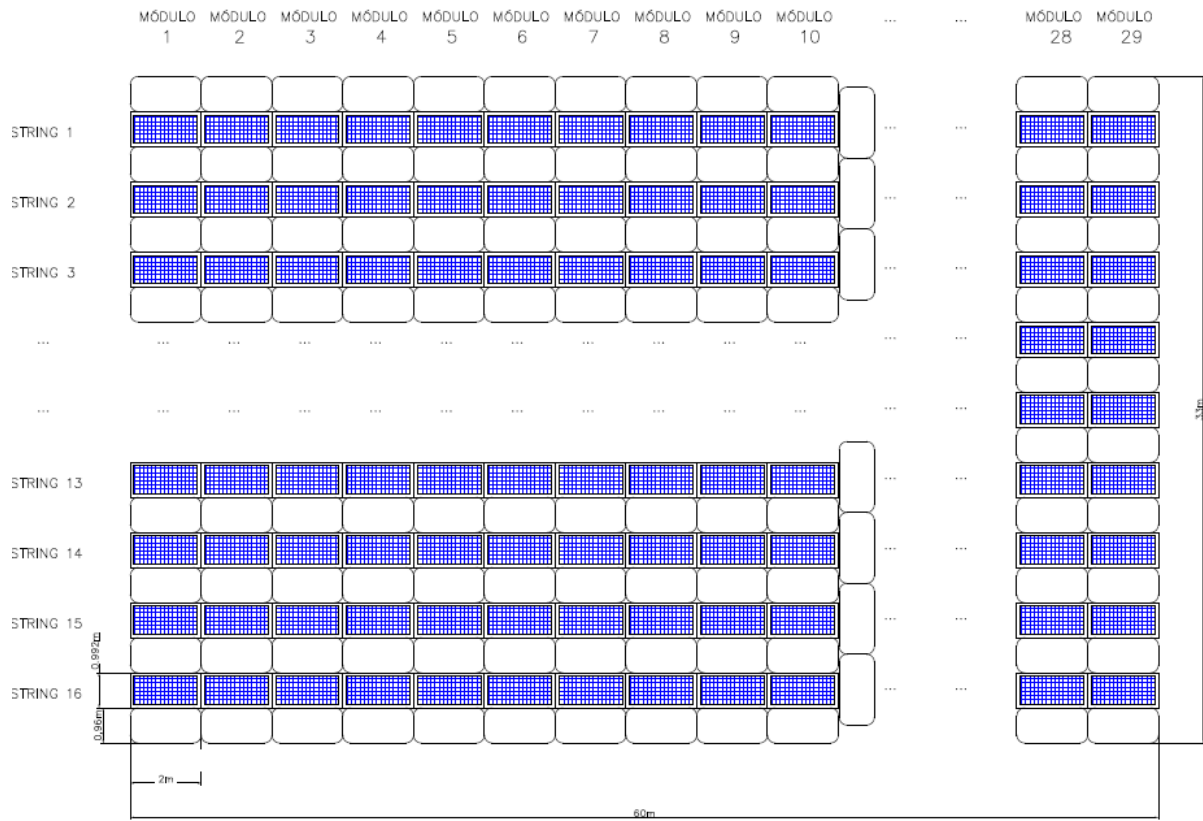


Figura 4.6: Planta baixa de projeto de usina flutuante.

4.1.4 Coeficientes de perdas

É necessário determinar os coeficientes de perdas e eficiências apresentados nos cálculos em 3.1.3. Para as perdas associadas ao módulo e ao cabeamento CC, foram determinados os seguintes valores: 6,9 % de perdas por sujeira (df) para o caso de usina em solo [31], e 4,9% para usina flutuante, já que é razoável considerar que usinas flutuantes sofrem menos interferência de poeira, 3% para perdas por sombreamento (Sp), 1,5% para queda de tensão no cabeamento CC (η_{cc}) [19] e 2% para perdas por incompatibilidade η_{inc} .

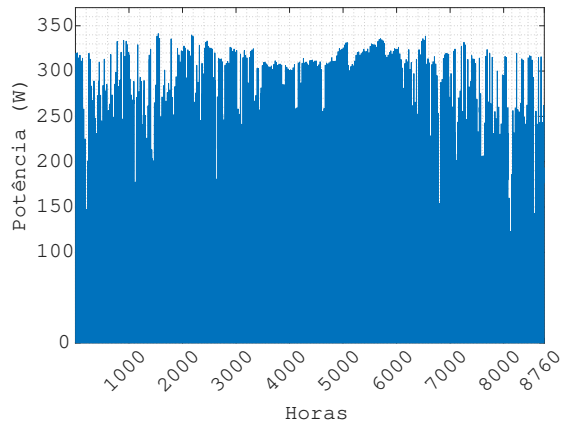
Para os valores associados ao inversor e ao circuito CA, foram considerados os valores: 99% para eficiência do Seguidor de Ponto de Máxima Potência (η_{smp}) [32], 99% para a eficiência de interconexão dos transformadores η_t [31] e 99,5% para a eficiência de interconexão do cabeamento CA (η_{ca}) [35]. O índice de disponibilidade da usina adotado foi 99,5%.

Tabela 4.5: Coeficientes de perdas e eficiências

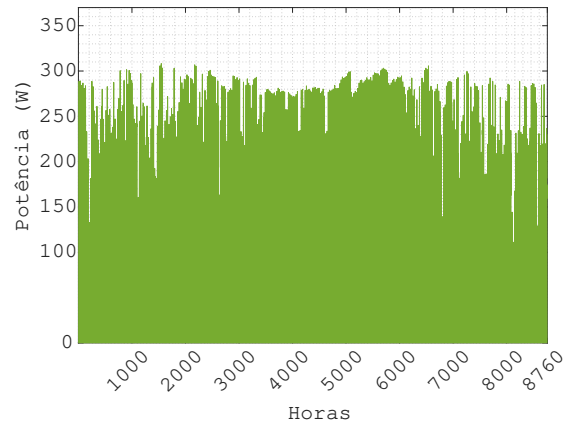
Informação	Usina em solo
Perdas por poeira df	6,9%
Perdas por sombreamento Sp	3%
Perdas por incompatibilidade η_{inc}	2%
Queda de tensão no cabo CC η_{cc}	1,5%
Eficiência do SPMP η_{spmp}	99%
Eficiência do transformador η_t	99%
Eficiência cabos CA η_{ca}	99,5%
Disponibilidade da usina EAF	99,5%

4.1.5 Resultados das simulações para usina em solo

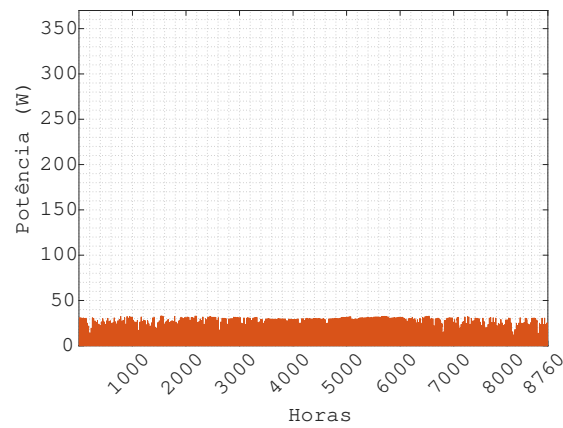
As Figuras 4.7a a 4.7c exibem o desempenho do módulo instalado em solo ao longo do ano. Ao Ponto de Máxima Potência, a geração anual de energia por módulo é de 718,697 kWh, que cai a 649,034 kWh quando se considera as perdas de 69,663 kWh por poeira e sombreamento. Nota-se que a perda de potência chega a 30 W em determinados instantes, enquanto o módulo opera de 250 W e 290 W nas horas de mais alta irradiação do dia.



(a) Potência PMP do módulo (solo)



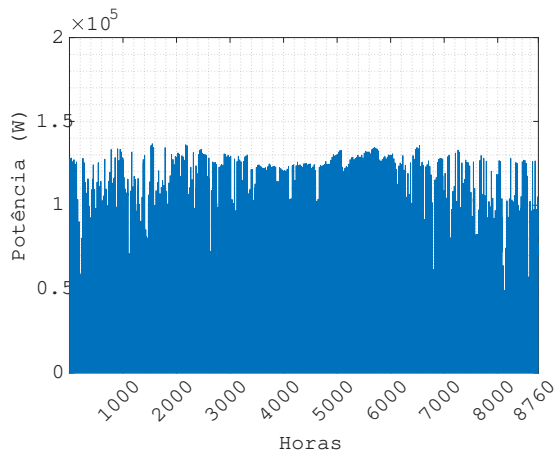
(b) Potência entregue pelo módulo (solo)



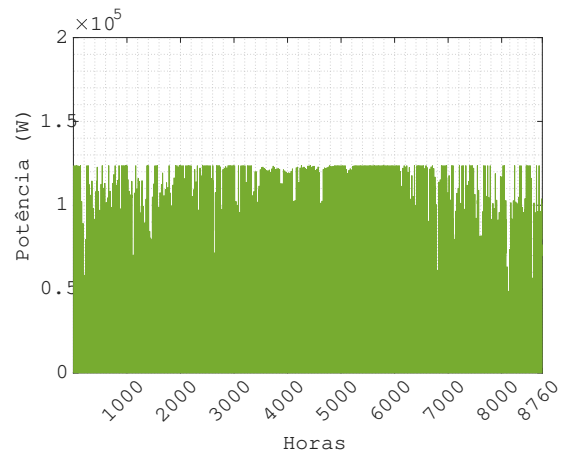
(c) Perdas de potência no módulo (solo)

Figura 4.7: Desempenho de geração do módulo ao longo do ano para caso de usina instalada em solo

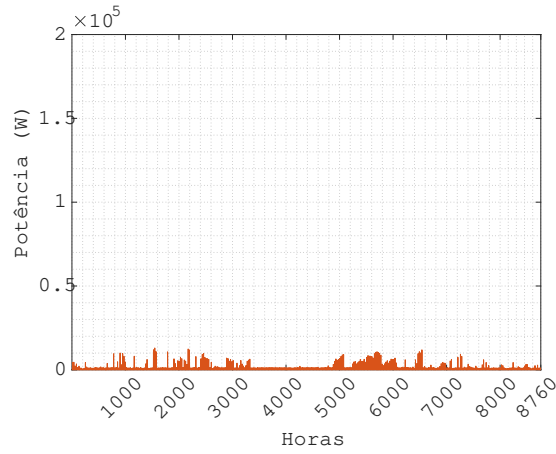
As Figuras 4.8a a 4.8c mostram a geração do arranjo, isto é seus 464 módulos, e as perdas de potência que acontecem no inversor. Considerando perdas no cabeamento CC e por incompatibilidade, o arranjo gera anualmente 287.794,831 kWh, que se tornam 283.648,950 kWh entregues à saída do inversor. Essas perdas de 9.785,140 kWh são decorrentes da eficiência de conversão do inversor e do seu comportamento que não permite a passagem de potência acima de seu valor nominal, de acordo com cálculos presentes em 3.1.4.



(a) Potência do arranjo (solo)



(b) Potência entregue pelo inversor (solo)



(c) Perdas de potência no inversor (solo)

Figura 4.8: Desempenho do inversor ao longo do ano para caso de usina instalada em solo

Por fim, a usina modular, levando em conta o fator de disponibilidade EAF, as perdas no transformador e nos cabos CA, gera 278,011 MWh anualmente, uma média de 23,168 MWh mensalmente, ou 1,12% do consumo da UnB, o que se observa na Figura 4.9.

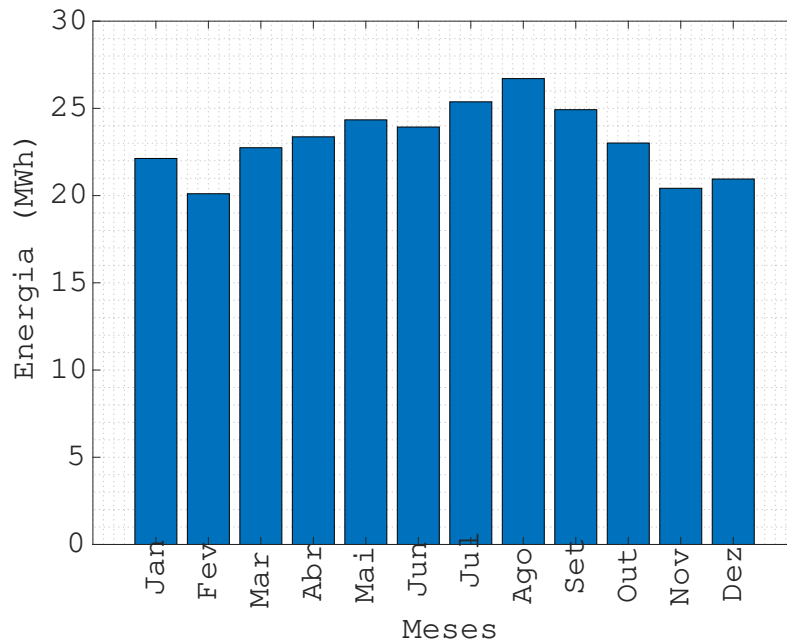


Figura 4.9: Geração mensal de energia pela usina modular instalada em solo.

Os indicadores de desempenho para o primeiro ano foram 1.664,340 MWh/MWp de rendimento específico (SY), 75,92% de fator de performance (PR) e 19,00% de fator de capacidade (CF).

4.1.6 Resultados das simulações para usina flutuante

Primeiramente, é necessário definir os parâmetros de simulação de usina flutuante que serão diferentes da usina em solo, a fim de quantificar ganhos de potência em decorrência das condições especiais inerentes à operação do módulo sobre um corpo d'água. Para tanto, será adotado um menor coeficiente de perdas devido a sujeiras e um resfriamento relativo do módulo, devido à presença de água.

Para as perdas por poeira no módulo, foi determinado um coeficiente de 6,9 % (*df*) em 4.1.4. Já que é razoável considerar que usinas flutuantes sofrem menos interferência de poeira, devido a sua distância considerável do solo, fonte principal de sujeira, considerou-se um valor de 4,9% para usina flutuante.

Para a temperatura, foi considerado o resfriamento relativo estudado por Azmi *et al.* e apresentado na Tabela 4.6 [9] que mostrou a diferença de temperatura experimentada pelo módulo fotovoltaico flutuante comparado ao convencional em solo. A tabela

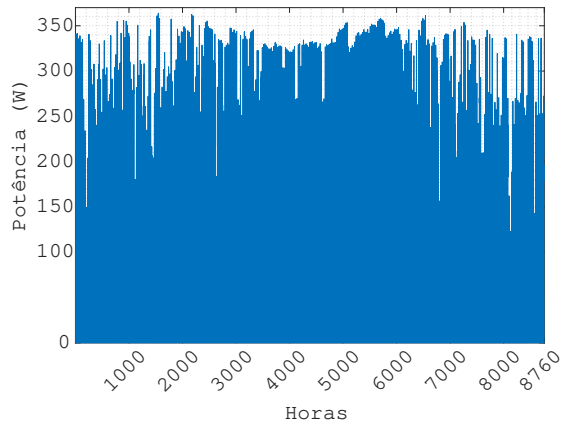
Tabela 4.6: Temperatura do módulo flutuante (FPV) e em solo (PV) a diferentes níveis de irradiância. Fonte: [9]

Irradiância incidente no módulo	PV (°C)	FPV (°C)	Δ (°C)
417 W/m²	52,8	48,8	-4
667 W/m²	57,4	51,9	-5,5
834 W/m²	66,2	60,6	-5,6

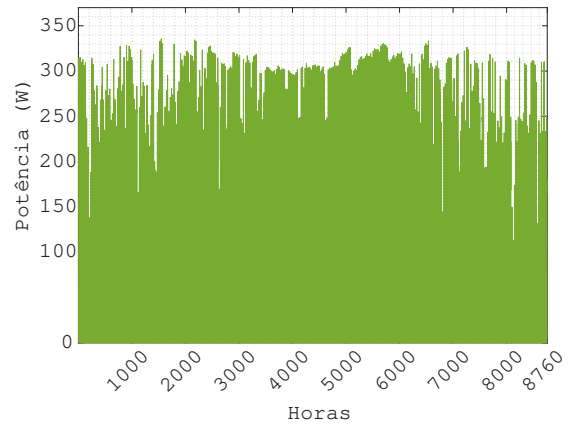
Portanto, baseado na Tabela 4.6, foi adotado o seguinte critério para determinação da temperatura do módulo flutuante, considerando a Equação 3.9 de T_m :

- $T_{m,fpv} = T_m$, se $G_t < 417 \text{ W/m}^2$;
- $T_{m,fpv} = T_m - 4$, se $417 \text{ W/m}^2 \leq G_t < 667 \text{ W/m}^2$;
- $T_{m,fpv} = T_m - 5,5$, se $667 \text{ W/m}^2 \leq G_t < 834 \text{ W/m}^2$;
- $T_{m,fpv} = T_m - 5,6$, se $G_t \geq 834 \text{ W/m}^2$;

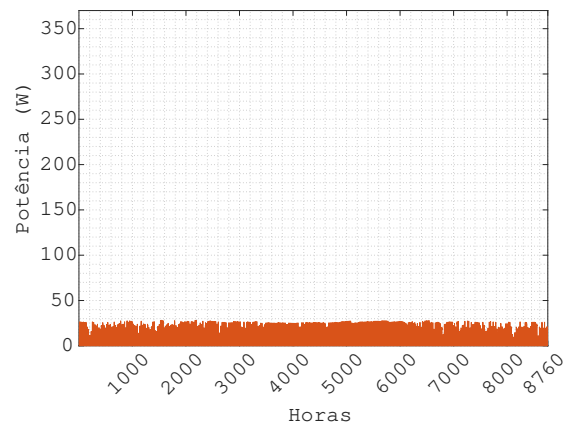
As Figuras 4.10a a 4.10c exibem o desempenho do módulo instalado em usina flutuante ao longo do ano. Ao Ponto de Máxima Potência, a geração anual de energia por módulo é de 745,656 kWh, que cai a 687,846 kWh quando se considera as perdas de 57,811 kWh por poeira e sombreamento. Comparativamente à geração do módulo em solo, há um ganho de 5,98%.



(a) Potência PMP do módulo (FPV)



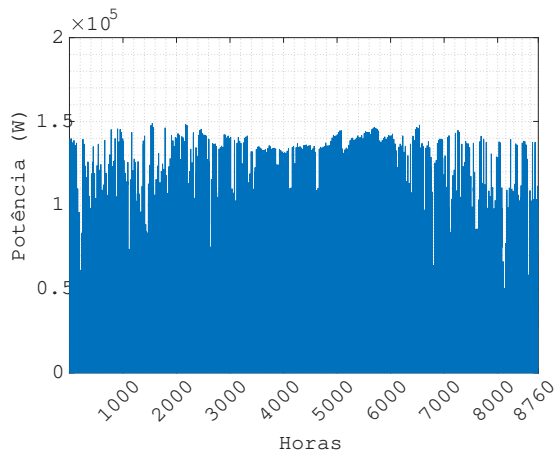
(b) Potência entregue pelo módulo (FPV)



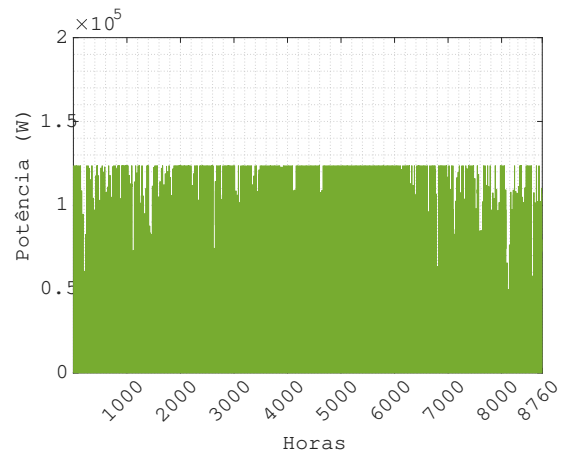
(c) Perdas de potência no módulo (FPV)

Figura 4.10: Desempenho de geração do módulo ao longo do ano para caso de usina instalada em solo

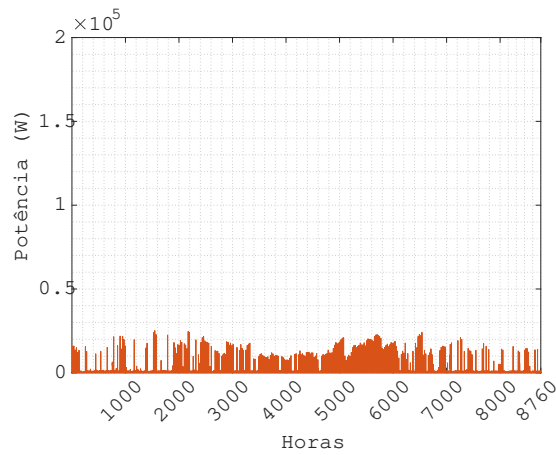
As Figuras 4.11a a 4.11c mostram a geração do arranjo, isto é, seus 464 módulos, e as perdas de potência que acontecem no inversor. Considerando perdas no cabeamento CC e por incompatibilidade, o arranjo gera anualmente 305.004,679 kWh, que se tornam 295.219,540 kWh entregues à saída do inversor. Essas perdas de 4.145,881 são decorrentes da eficiência de conversão do inversor e do seu comportamento, que não permite a passagem de potência acima de seu valor nominal, de acordo com cálculos presentes em 3.1.4.



(a) Potência do arranjo (FPV)



(b) Potência entregue pelo inversor (FPV)



(c) Perdas de potência no inversor (FPV)

Figura 4.11: Desempenho do inversor ao longo do ano para caso de usina flutuante

Por fim, a usina modular, levando em conta o fator de disponibilidade EAF, as perdas no transformador e nos cabos CA, gera 289,352 MWh anualmente, uma média de 24,11 MWh mensais, ou 1,16% do consumo anual da UnB. Tal geração é 4,08% superior ao caso da usina em solo.

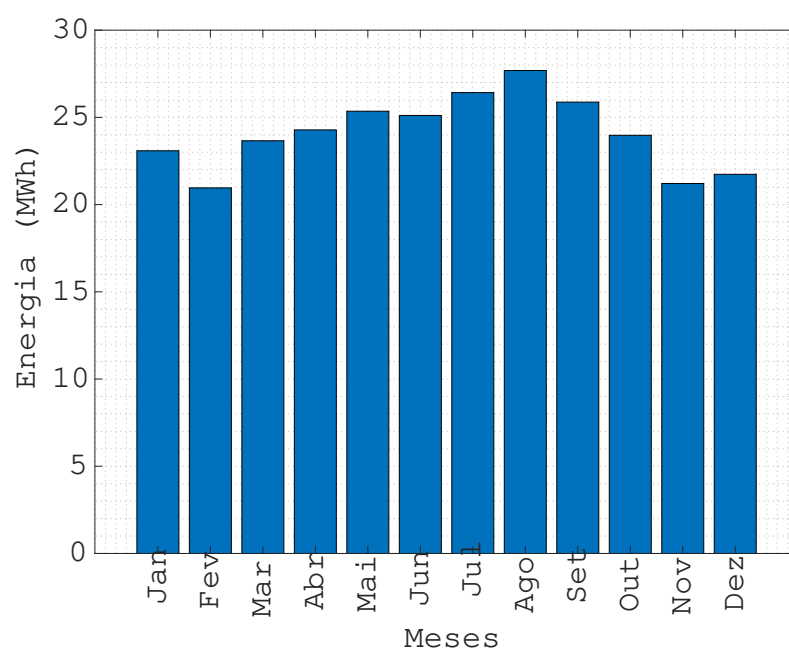


Figura 4.12: Geração mensal de energia pela usina modular flutuante.

Os indicadores de desempenho foram 1.732,232 MWh/MWp de rendimento específico (SY), 79,019% de fator de performance (PR) e 19,774% de fator de capacidade (CF).

Tabela 4.7: Comparação dos resultados técnicos para usina em solo e flutuante

	Usina em Solo	Usina Flutuante	% diferença
Dados de Geração	(kWh)	(kWh)	
Geração anual do módulo PMP	718,70	745,66	3,75%
Perdas anuais no módulo	69,66	57,81	-17,01%
Geração anual do módulo	649,03	687,85	5,98%
Geração anual do arranjo	287.794,83	305.004,68	5,98%
Perdas anuais do inversor	4.145,88	9.785,14	136,02%
Geração anual do inversor	283.648,95	295.219,54	4,08%
Geração anual da usina	278.011,36	289.351,98	4,08%
Geração mensal média	23.167,61	24.112,66	4,08%
Indicadores de desempenho			
Fator de Capacidade	19,00 %	19,77 %	4,08%
Taxa de Desempenho	75,92 %	79,02 %	4,08%
Rendimento Específico (Wh/Wp)	1.664,34	1.732,23	4,08%
% Consumo da UnB	1,12%	1,16%	4,08%

A Tabela 4.7 sintetiza os resultados das simulações dos casos de usina em solo e flutuante. O segundo cenário se destaca por apresentar indicadores de desempenho 4,8% maiores que o primeiro, portanto, mais atrativos. Isso ocorre devido aos ganhos de potência decorrentes do resfriamento relativo do módulo flutuante, e à menor perda por sujeira, eleva a geração do módulo e consequentemente da usina. Isso demonstra a vantagem comparativa da escolha da usina flutuante em termos técnicos. Vale notar que as perdas em potência no inversor são 136% superiores no segundo caso. Tal fato é devido à saturação do inversor no seu valor nominal. Esse corte na potência gerada é esperado, pois o sistema possui FDI de 0,75. Contudo, durante os horários do dia em que a potência dos módulos não é suficiente para se aproximar do limite do inversor, por causa da menor irradiância solar incidente, os ganhos no módulo se traduzem em ganhos na saída inversor, que entrega essa potência à rede.

4.1.7 Determinação das alternativas de implementação de usina

Para atingir, através do sistema dimensionado em 4.1.3, o consumo anual médio de energia elétrica da UnB, é necessário propor alternativas de implantação de usina fotovoltaica que se encaixem em modalidades de operação determinadas em lei, como explicado em 3.1.5. Essa etapa é importante, pois define a fonte de receita de cada proposta, um dos principais parâmetros da análise de viabilidade econômica realizada a seguir, em 4.2.4.

A partir dessa etapa, usa-se os resultados da análise técnica referentes a usina modular flutuante (ver 4.1.3 e 4.1.6), uma vez que um dos objetivos específicos do presente trabalho é estudar a aplicação de usina flutuante. Foram definidas, então, três alternativas de implantação para serem estudadas, sendo elas:

- **Alternativa 1: 6,68 MWp de Geração Distribuída.** Esse cenário objetiva estudar a viabilidade de uma usina exclusivamente de GD. Dado o limite imposto de 5 MW de potência (sobre isso, ver 2.5), propõe-se uma usina de 6,68 MWp (ou 5MWca, dentro do limite), composta de 40 sistemas modulares e geração anual de 11.574.079 kWh. Esse valor equivale a 46,42% do consumo anual da UnB. Nesta alternativa, portanto, abre-se mão da geração almejada, o que será retomado nas seguintes. Tal alternativa ocuparia uma área de 79.200m², equivalente a 0,165% do Lago Paranoá.
- **Alternativa 2: 14,53 MWp em Ambiente de Contratação Regulada.** Neste cenário, o sistema opera exclusivamente em ACR. Como não há limite de potência nessa modalidade, propõe-se uma usina de 14,53 MWp de potência instalada, composta de 87 sistemas modulares e geração anual de 25.173.622 kWh, equivalente a 100,96% da energia do consumo anual da UnB, portanto, atendendo a demanda de

geração. Tal alternativa ocuparia uma área de 172.260m², equivalente a 0,359% do Lago Paranoá.

- **Alternativa 3: 6,68 MWp de Geração Distribuída e 7,85 MWp em Ambiente de Contratação Regulada.** Neste cenário, uma parte opera no limite da GD e o restante necessário para se atingir a geração almejada em Ambiente de Contratação Regulada. Portanto, a usina de 14,53 MWp de potência instalada total, composta de 87 sistemas modulares, gera anualmente 25.173.622 kWh de energia, equivalente a 100,96% do consumo anual da UnB. Tal alternativa ocuparia uma área de 172.260m², equivalente a 0,359% do Lago Paranoá.
- **Alternativa 4 - cenário hipotético: 14,53 MWp de Geração Distribuída.** Este cenário busca estudar a hipótese do limite da GD abarcar uma usina do porte necessário para a demanda da UnB, a fim de comparar seu desempenho financeiro com as alternativas anteriores. Portanto, a usina de 14,53 MWp de potência instalada total, composta de 87 sistemas modulares gera anualmente 25.173.622 kWh de energia, equivalente a 100,96% do consumo anual da UnB. Tal alternativa ocuparia uma área de 172.260m², equivalente a 0,359% do Lago Paranoá.

A Tabela 4.8 sintetiza as alternativas de implantação de usina propostas neste estudo:

Tabela 4.8: Resumo das alternativas de usina propostas para este estudo.

		Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
GD					
	Potência Instalada	6,68 MWp	-	6,68 MWp	14,53 MWp
	Sistemas modulares	40	-	40	87
	Geração Anual	11.574,08 MWh	-	11.574,08 MWh	25.173,62 MWh
	% Consumo UnB	46,41%	-	46,41%	100,96%
ACR					
	Potência Instalada	-	14,53 MWp	7,85 MWp	-
	Sistemas modulares	-	87	47	-
	Geração Anual	-	25.173,62 MWh	13.599,54 MWh	-
	% Consumo UnB	-	100,96%	54,55%	-
Total					
	Potência Instalada	6,68 MWp	14,53 MWp	14,53 MWp	
	Sistemas modulares	40	87	87	87
	Geração Anual	11.574,08 MWh	25.173,62 MWh	25.173,62 MWh	25.173,62 MWh
	% Consumo UnB	46,41%	100,96%	100,96%	100,96%

É importante salientar novamente que as alternativas são compostas de sistemas modulares, como indicado na tabela. O resumo do resultado do dimensionamento de tal

sistema encontra-se na Tabela 4.1.3. As alternativas determinadas nessa etapa resultaram em duas possibilidades de área ocupada pela usina. A primeira alternativa ocuparia 79.200m^2 do lago e as demais 172.260m^2 . Essas alternativas podem ser visualizadas nas Figuras 4.13 a 4.14, que contém duas propostas de ocupação do lago. É possível comparar a dimensão da usina com o tamanho do Instituto Central de Ciências (ICC) e perceber que a largura da usina é comparável ao comprimento do prédio. As plantas podem ser visualizadas com maiores detalhes no Apêndice C.



Figura 4.13: Planta de ocupação do Lago Paranoá da alternativa de usina flutuante 1.



Figura 4.14: Planta de ocupação do Lago Paranoá das alternativa de usina flutuante 2-4.

4.2 Análise financeira

Os resultados de pesquisas obtidos para dados necessários à análise financeira são apresentados a seguir.

4.2.1 Hipóteses macroeconômicas

A estimativa usada para a inflação anual ao longo da vida útil do sistema dimensionado foi considerada 3,43%, valor obtido no Boletim Focus disponibilizado semanalmente pelo Banco Central do Brasil, da semana de 27 de setembro de 2019, para o ano de 2019. Esse valor será considerado constante para todos os anos ao longo do ciclo de vida do projeto.

4.2.2 Despesas

4.2.2.1 Despesas de capital

Dados econômicos de usinas flutuantes ainda são escassos, especialmente no Brasil, que possui parca experiência na área. A FVF não atingiu escala suficiente para gerar dados de investimento significativos [1]. Portanto, serão utilizados dados de investimento inicial normalizado obtidos a partir das médias dos últimos leilões de energia de fonte solar fotovoltaica, obtidos em estudo de mercado voltado a usinas de grande porte [36]. O valor médio de CAPEX dos últimos leilões foi de 4,52 R\$/Wp. Outro dado usado para se chegar a um valor médio foi um levantamento feito pela Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA) [11] sobre a composição dos custos do investimento inicial para implantação de usinas solares fotovoltaicas de grande porte nos países do G-20 em 2018. O resultado desse estudo foi um valor de CAPEX médio de 5,90 R\$/Wp. O valor usado neste trabalho foi a média dos dois dados citados anteriormente: 4,75 R\$/Wp. A Tabela 4.9 exibe dados de CAPEX médio para usinas solares FV com base em dados de leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Tabela 4.9: Dados de CAPEX médio para usinas solares fotovoltaicas de grande porte.

Estudo/documento	Ano	CAPEX médio (R\$/Wp)
6º Leilão de Energia Reserva	2014	3,95
7º Leilão de Energia Reserva	2015	4,16
8º Leilão de Energia Reserva	2015	3,94
25º Leilão de Energia Nova	2017	5,42
27º Leilão de Energia Nova	2018	5,11
Renewable Power Generation Costs in 2018	2018	5,90
CAPEX médio (R\$/Wp)		4,75

4.2.2.2 Despesa com troca de inversores

Uma pesquisa da composição do CAPEX de uma usina fotovoltaica de grande porte é essencial para se fazer uma estimativa coerente da despesa com a troca dos inversores. O estudo da Agência Internacional para Energias Renováveis (IRENA) detalha a composição do custo médio de implantação de usina solar fotovoltaica de grande porte no Brasil. Segundo esse estudo, nesse tipo de implantação, a participação dos inversores no CAPEX é de 7%, como mostra o gráfico da Figura 4.15. É relevante salientar que em usinas de pequeno porte, voltadas a GD, esse percentual é bem maior, 19% [37]. Isso ocorre porque

usinas de grande porte possuem outros custos associados a sua implantação, como a construção de subestações elevadoras para conexão na rede e gastos com reforço na rede, elevando seu CAPEX.

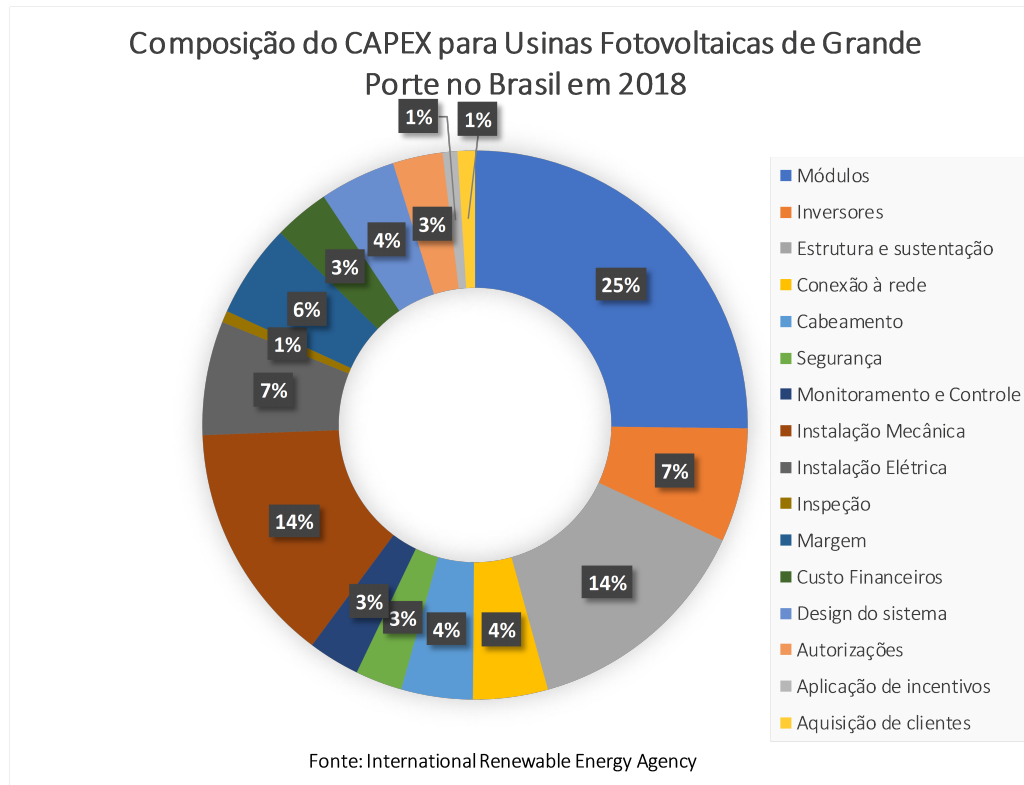


Figura 4.15: Composição do CAPEX para Usinas Fotovoltaicas de Grande Porte no Brasil em 2018 [11].

4.2.2.3 Juros do empréstimo

Como explicado em 3.2.2.4, serão estudados três cenários para cada proposta de usina, variando a participação dos fundos adquiridos via empréstimo no investimento inicial. A simulação dos empréstimos será feita usando a TLP, que usa como base para o cálculo a taxa de juro real do título público NTN-B e o IPCA, como mostra a Equação 3.19. O site do BNDES disponibiliza uma planilha para simulação de empréstimos e os fatores utilizados para cálculo final da taxa estão resumidos na Tabela 4.10, sendo eles

- IPCA, ou seja, a inflação;
- TLP-pré, parcela referente a NTN-B, divulgada mensalmente pelo BNDES;
- *Spread* bancário, parcela referente a remuneração do banco que concede o empréstimo.

A TMA, portanto, como explicado em 3.2, será igual a taxa de juros considerada no empréstimo, portanto, 7,51%

Tabela 4.10: Descrição das componentes da TLP do BNDES usada neste estudo.

Parcela	Taxa (% a.a.)
IPCA	3,43
TLP-Pré	1,91
<i>Spread</i>	2,00
TLP (final)	7,51

4.2.3 Receitas

O levantamento do consumo de energia elétrica da UnB feito na etapa de viabilidade econômica constatou que 89% da energia consumida acontece em horário fora de ponta, coincidindo com o horário de geração de energia pelas usinas fotovoltaicas, ou seja, durante o dia.

Como nenhuma proposta objetiva gerar mais energia que o consumo da UnB, para efeito de levantamento de receita através de GD, se considerará que toda energia gerada pelo sistema é consumida instantaneamente pelas cargas da universidade, ou compensará o consumo no mesmo posto tarifário em que foi gerada (fora de ponta). A média da tarifa fora de ponta para consumidores da CEB, classificados como A4 - Poder Público, dos meses de setembro, outubro e novembro de 2019 foi de 0,55 R\$/kWh e será usada como a tarifa praticada ao longo da vida útil da usina, reajustada anualmente conforme pelo Reajuste Tarifário Anual médio dos últimos anos.

Tabela 4.11: Tarifas cobradas pela CEB para tipo de consumidor em que se enquadra a UnB, em horário Fora de Ponta.

Tarifa CEB Horosazonal A4 - Poder Público	
Azul Fora de Ponta	
Mês	Tarifa (R\$/kWh)
Setembro/2019	0,6062
Outubro/2019	0,4996
Novembro/2019	0,5387
Média	0,5482

Levantamento feito por Duarte [38], mostrado na Figura 4.16, revela que historicamente o reajuste tarifário anual feito pela CEB fica abaixo da inflação. Partindo dessa

constatação, neste trabalho, o reajuste tarifário anual será igual a inflação considerada, portanto, 3,43%. O efeito de eventuais reajustes acima da inflação será estudado na análise de sensibilidade.

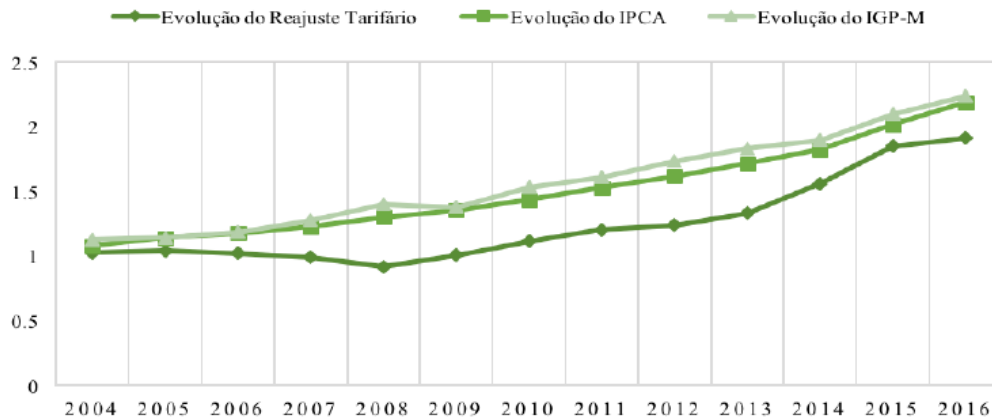


Figura 4.16: Comparativo entre reajuste tarifário da CEB, IPCA e IGP-M entre os anos de 2004 e 2016 (Duarte) [38].

A atuação no Mercado de Contratação Regulado, por seu turno, gera receita por meio da venda de energia. Nos últimos leilões de energia de fonte solar fotovoltaica, o preço médio de venda no mercado regulado foi de 215,68 R\$/MWh (Tabela 4.12). A hipótese adotada neste trabalho é que toda energia será vendida a esse preço durante a vida útil das usinas, reajustando anualmente de acordo com a inflação.

Tabela 4.12: Dados de preço de venda de energia de fonte solar fotovoltaica dos últimos leilões da ANEEL.

Leilão	Ano	Preço de venda médio (R\$/MWh)
6º Leilão de Energia Reserva	2014	215,12
7º Leilão de Energia Reserva	2015	301,79
8º Leilão de Energia Reserva	2015	297,75
25º Leilão de Energia Nova	2017	145,68
27º Leilão de Energia Nova	2018	118,07
Preço médio (R\$/MWh):		215,68

4.2.4 Resultado da análise de viabilidade financeira

Para cada uma das alternativas definidas na etapa de análise de viabilidade técnica (4.1), foram calculados os indicadores de viabilidade econômica descritos no referencial

teórico (2.8). Para tanto, adotou-se hipóteses iniciais, explicadas nas seções 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3 e resumidas na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Resumo das hipóteses adotadas na análise de viabilidade financeira

Informação	Dado
Investimento Inicial	4,75 R\$/Wp
Taxa de Juros	7,51% a.a
Custos O&M	1,00% do CAPEX
Troca do Inversor	7,00% do CAPEX
TMA	7,51% a.a
Inflação	3,43% a.a
Tarifa	0,55 R\$/kWh
Reajuste Tarifário	3,43% a.a
Preço de Venda	0,22 R\$/kWh

Definidas as hipóteses iniciais, gerou-se os *inputs* de dados econômicos necessários aos diagramas de fluxo de caixa. As Tabelas 4.14 a 4.17 resumem alguns dados centrais utilizados nos diagramas de cada alternativa, bem como a receita gerada no primeiro ano em cada caso.

Tabela 4.14: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 1

Alternativa 1 - 6,68 MWp (GD)	
Investimento Inicial (R\$)	31.720.558,58
Custos O&M - ano 1 (R\$)	317.205,59
Troca de Inversores -VP (R\$)	2.220.439,10
Receita Gerada - ano 1 (R\$)	6.562.051,366
Economia com Fatura de Energia - ano 1	40,66%

Tabela 4.15: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 2

Alternativa 2 - 14,53 MWp (ACR)	
Investimento Inicial (R\$)	68.992.214,91
Custos O&M - ano 1 (R\$)	689.922,15
Troca de Inversores -VP (R\$)	4.829.455,04
Receita Gerada - ano 1 (R\$)	5.615.728,90
Economia com Fatura de Energia - ano 1	34,79%

Tabela 4.16: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 3

Alternativa 3 - 6,7 MWp (GD) + 7,85 MWp (ACR)	
Investimento Inicial (R\$)	68.992.214,91
Custos O&M - ano 1 (R\$)	689.922,15
Troca de Inversores -VP (R\$)	4.829.455,04
Receita Gerada - ano 1 (R\$)	9.652.716,09
Economia com Fatura de Energia - ano 1	59,81%

Tabela 4.17: Dados principais obtidos no diagrama de fluxo de caixa da alternativa de usina 4

Alternativa 4 - 14,53 MWp (GD) - hipotético	
Investimento Inicial (R\$)	68.992.214,91
Custos O&M - ano 1 (R\$)	689.922,15
Troca de Inversores -VP (R\$)	4.829.455,04
Receita Gerada - ano 1 (R\$)	14.272.461,72
Economia com Faturas de Energia - ano 1	88,43%

As informações presentes nas tabelas acima adiantam a conclusão de que as alternativas de GD geram maiores receitas, sendo mais atrativas. A alternativa 2, destaca-se, com o dobro da potência instalada e operando em Ambiente de Contratação Regulado, gerou uma receita menor que a alternativa 1 de 6,68 MWp de GD. Os resultados detalhados de cada alternativa serão apresentados e discutidos a seguir.

4.2.4.1 Alternativa 1: 6,68 MWp de Geração Distribuída

Seguindo o modelo explicado em 3.2.4, obteve-se o digrama apresentado na Tabela D.1, presente do Apêndice D, onde são discriminados todas receitas e despesas do projeto durante seu período de vida útil. Esse mesmo modelo é seguido nos estudos das alternativas 2 a 4, porém seus diagramas de fluxo de caixa constam em Anexo.

A alternativa 1 de usina fotovoltaica, ou seja, de potência 6,68 MWp de Geração Distribuída, revelou-se viável economicamente, mesmo considerando o impacto do empréstimo no fluxos de caixa. Todos os indicadores foram positivos para os 3 cenários de financiamento definidos em 3.2.2.4. Com um investimento inicial de R\$ 31.720.559, a receita obtida ao longo da sua vida útil da usina superou os custos envolvidos, com VPL variando de R\$ 36.197.772 a R\$ 53.791.723 no melhor cenário, isto é, com fundos 100% próprios. Portanto, em todos os cenários, a TIR superou a TMA, bem como o tempo de

retorno foi menor que 25 anos. O LCOE, o custo da eletricidade, foi menor que a tarifa em todos os casos, variando de 0,46 R\$/kWh no cenário 1 chegando a 0,32 R\$/kWh no cenário 3. Os resultados são apresentados na Tabela 4.18.

Tabela 4.18: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para a alternativa 1 de usina fotovoltaica (6,68 MWp de Geração Distribuída)

Alternativa 1			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Estrutura de Capital	0-100%	50%-50%	100%-0%
VPL (R\$)	36.197.771,83	44.994.748,89	53.791.722,94
TIR (%)	16,33	18,97	21,78
ROI	1,14	1,42	1,70
Payback (anos)	9,39	7,52	6,15
LCOE (R\$/kWh)	0,46	0,39	0,32
Resultado	Viável	Viável	Viável

Conclui-se o que era esperado: a alta atratividade do sistema de compensação definido pela REN 482 nas regras atuais. Como o crédito de energia é igual a energia excedente injetada, a economia é equivalente a tarifa em sua integralidade, sem se descontar, no momento da compensação, as parcelas equivalentes ao uso das redes de distribuição e transmissão ou encargos setoriais.

É imprescindível, contudo, avaliar a robustez desse investimento, ou seja, o quão estável é sua viabilidade a alterações nas hipóteses iniciais adotadas. Utilizando as variações especificadas na Tabela 3.2, foi feita a análise de sensibilidade do investimento na usina de 6,68 MWp, considerando o investimento inicial integralmente financiado, portanto, cenário 1.

Constatou-se que a viabilidade da alternativa 1 é resistente a variações no investimento inicial normalizado do projeto. Isso quer dizer que, mesmo que o empreendimento seja consideravelmente mais custoso que a hipótese inicial de 4,75 R\$/Wp, chegando a R\$ 7,00 R\$/Wp, o empreendimento se mantém viável, com VPL positivo e *Payback* Descontado menor que 25 anos. No intervalo de 2,00 R\$/Wp a 7,00 R\$/Wp o VPL varia de R\$ 68.301.825,15 a R\$ 9.876.634,22 no pior dos casos, enquanto o *Payback* Descontado varia de 2,7 a 19,8 anos como se observa na Figura 4.17.

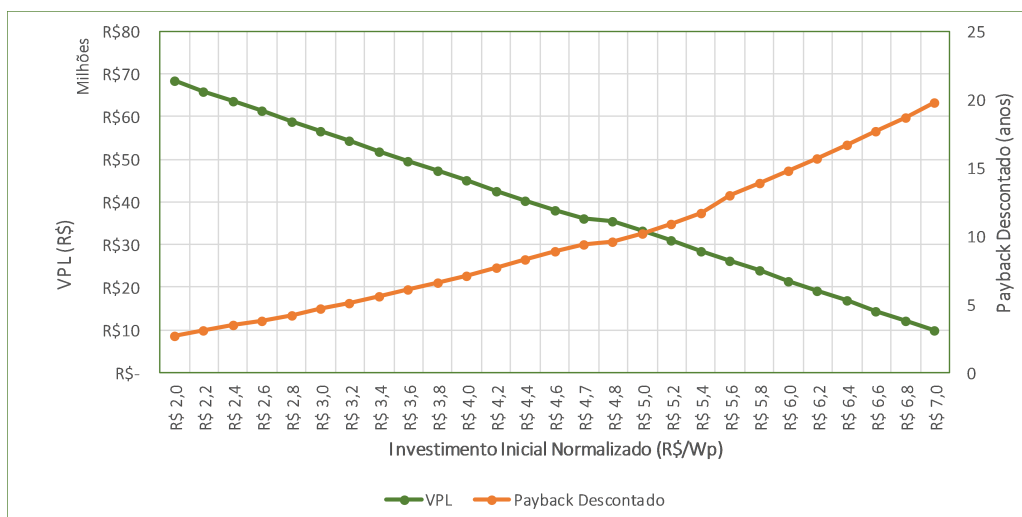


Figura 4.17: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 1 de usina.

Consequentemente, a TIR se mantém em patamar de viabilidade dadas as mesmas variações, partindo de 44% com o custo da usina a 2,00 R\$/Wp chegando a 9% quando esse dado é de 7,00 R\$/Wp, como visto na Figura 4.18. Chega-se, também, ao limiar de viabilidade de **7,845 R\$/Wp** para o custo da usina, ou seja, o valor acima do qual o investimento se torna inviável.

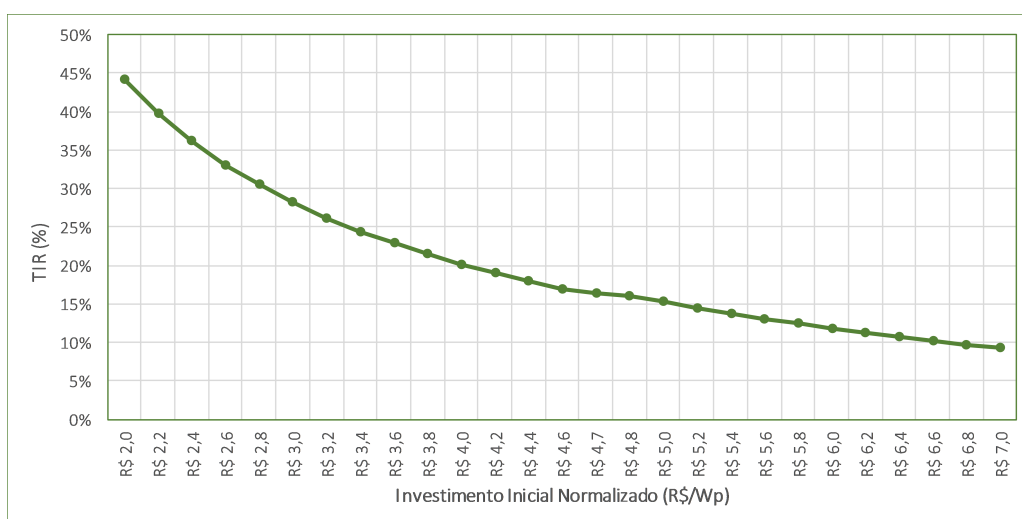


Figura 4.18: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 1 de usina.

A análise de sensibilidade ao Reajuste Tarifário Anual expôs que todo reajuste superior à hipótese inicial, isto é, igual à inflação, torna o investimento mais atrativo, como se percebe pelo comportamento da TIR, do VPL e do *Payback* Descontado nos gráficos

das Figuras 4.19 a 4.20. O VPL variou de R\$ 36.197.772,83 da hipótese inicial a R\$ 138.123.052,59 com reajuste tarifário anual de 10%. Nesse mesmo intervalo o *Payback* Descontado oscilou de 9,39 anos a 6,53 anos, e a TIR foi de 16,33% a 25,41%.

Isso acontece porque o encarecimento da tarifa torna a receita do empreendimento com GD maior, já que ela é dada pela economia com as despesas com contas de luz. O Reajuste Tarifário Anual deveria ser **-1,972%** para que o investimento fosse inviável, ou seja, a tarifa deveria baratear ao longo dos anos.

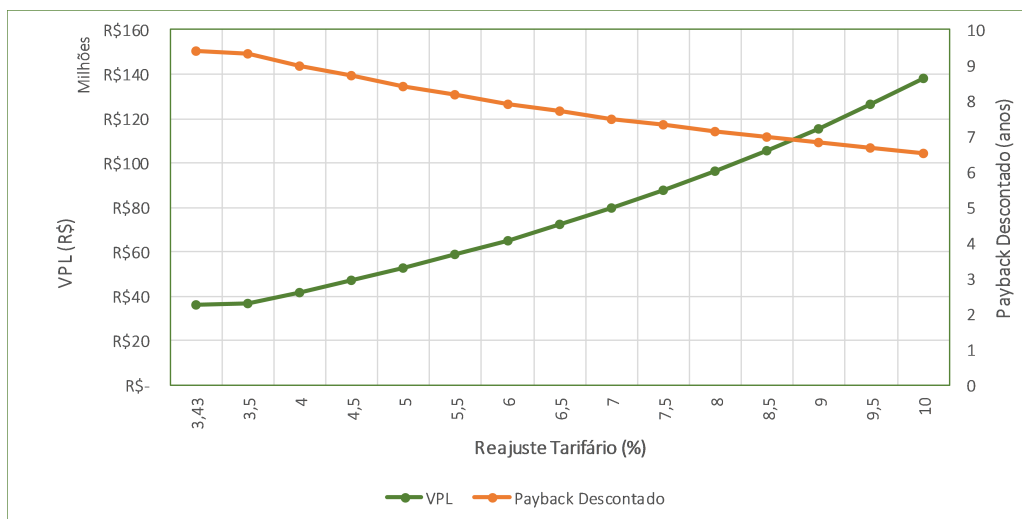


Figura 4.19: Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao Reajuste Tarifário Anual da alternativa 1 de usina.

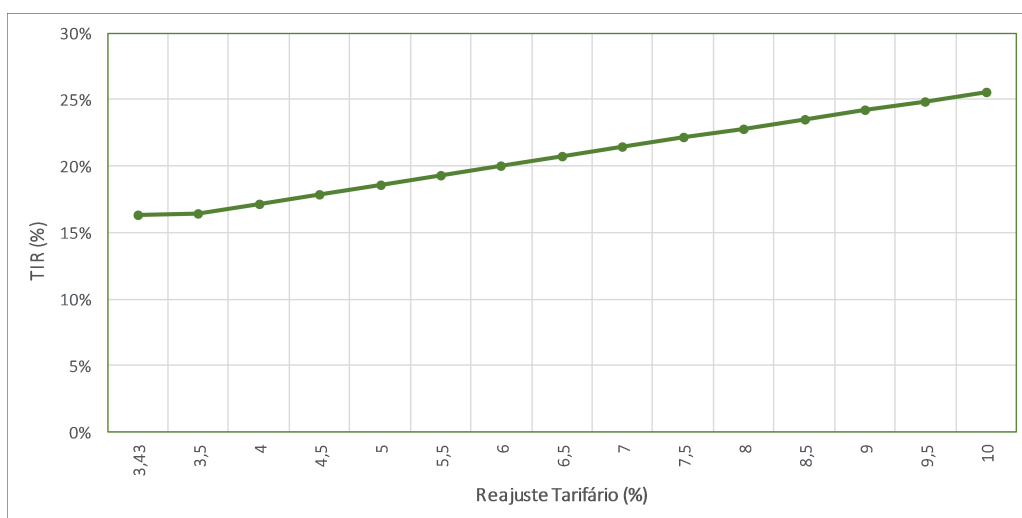


Figura 4.20: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Reajuste Tarifário Anual da alternativa 1 de usina.

Por fim, outro fator determinante no cálculo dos indicadores econômicos é a TMA, ou seja, a taxa de desconto utilizada no cálculo dos indicadores econômicos. Ela determina a taxa mínima de retorno aceitável para o investimento, como explicado em 2.8.2. A TMA definida inicialmente como 7,51%, isto é, a taxa de juros adotada no empréstimo simulado. Foi feita, então, a análise de sensibilidade considerando o intervalo de 3,43% a 17% da taxa de desconto. Nesse intervalo, o VPL variou de R\$ 78.449.749,67 a R\$ -1.414.873,31, ao passo que o *Payback* Descontado variou de 7,8 anos a 25 anos. O limiar de viabilidade quando se fala em TMA é a própria TIR, portanto, **16,33%**.

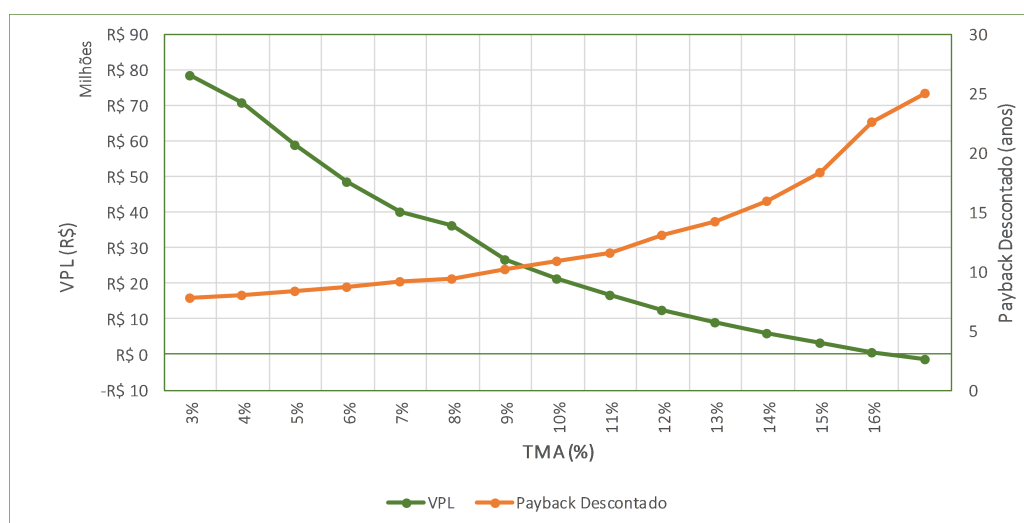


Figura 4.21: Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado à TMA da a alternativa 1 de usina.

O resultado reforçou a robustez do investimento em GD, considerando sua TIR. Para efeitos comparativos, estudos de mercado costumam usar como TMA o valor da inflação acrescido de 6%, que nesse caso seria 9,43%, um valor significativamente abaixo do limiar encontrado [36]. Esse resultado pode ser observado no gráfico da Figura 4.21. A Tabela 4.19 reúne os valores limiares dos parâmetros de entrada estudados nesta etapa de análise que tornam o investimento viável.

Tabela 4.19: Valores limiares dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade da alternativa 1

Alternativa 1	
Parâmetro de Entrada	Valor limiar para viabilidade
Investimento Inicial Normalizado (R\$/Wp)	7,845
Reajuste Tarifário Anual	-1,972%
TMA	16,3%

Ainda que a análise de sensibilidade a um único parâmetro seja esclarecedora, é relevante, por vezes, entender também como dois parâmetros variando conjuntamente podem afetar os resultados. A Tabela 4.20 a seguir exibe a sensibilidade da TIR da alternativa 1, considerando o investimento inicial integralmente financiado, a mudanças no custo da usina e ao Reajuste Tarifário Anual conjuntamente.

Tabela 4.20: Sensibilidade da TIR da alternativa 1 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Reajuste Tarifário Anual (primeira coluna, em porcentagem).

TIR	Alternativa 1													
16,3%	2	2,4	2,8	3,2	3,6	4	4,4	4,75	5	5,4	5,8	6,2	6,6	7
3,43	44,2%	36,2%	30,5%	26,2%	22,9%	20,2%	18,0%	16,3%	15,3%	13,8%	12,4%	11,3%	10,2%	9,3%
3,50	44,3%	36,3%	30,6%	26,3%	23,0%	20,3%	18,1%	16,4%	15,4%	13,9%	12,6%	11,4%	10,3%	9,4%
4,00	45,1%	37,1%	31,3%	27,0%	23,7%	21,0%	18,8%	17,2%	16,1%	14,6%	13,3%	12,1%	11,1%	10,1%
4,50	45,9%	37,8%	32,1%	27,8%	24,4%	21,8%	19,5%	17,9%	16,8%	15,3%	14,0%	12,9%	11,8%	10,9%
5,00	46,7%	38,6%	32,8%	28,5%	25,2%	22,5%	20,3%	18,6%	17,5%	16,0%	14,7%	13,6%	12,5%	11,6%
5,50	47,5%	39,4%	33,6%	29,3%	25,9%	23,2%	21,0%	19,3%	18,3%	16,8%	15,4%	14,3%	13,2%	12,3%
6,00	48,3%	40,1%	34,3%	30,0%	26,6%	23,9%	21,7%	20,0%	19,0%	17,5%	16,1%	15,0%	13,9%	13,0%
6,50	49,1%	40,9%	35,1%	30,7%	27,3%	24,6%	22,4%	20,7%	19,7%	18,2%	16,8%	15,7%	14,6%	13,7%
7,00	49,9%	41,7%	35,8%	31,5%	28,1%	25,3%	23,1%	21,4%	20,4%	18,8%	17,5%	16,4%	15,3%	14,4%
7,50	50,7%	42,4%	36,6%	32,2%	28,8%	26,0%	23,8%	22,1%	21,0%	19,5%	18,2%	17,0%	16,0%	15,1%
8,00	51,5%	43,2%	37,3%	32,9%	29,5%	26,7%	24,5%	22,8%	21,7%	20,2%	18,9%	17,7%	16,7%	15,7%
8,50	52,3%	43,9%	38,0%	33,6%	30,2%	27,4%	25,2%	23,5%	22,4%	20,9%	19,6%	18,4%	17,3%	16,4%
9,00	53,0%	44,7%	38,8%	34,3%	30,9%	28,1%	25,8%	24,2%	23,1%	21,6%	20,2%	19,1%	18,0%	17,1%
9,50	53,8%	45,4%	39,5%	35,0%	31,6%	28,8%	26,5%	24,8%	23,8%	22,2%	20,9%	19,7%	18,7%	17,7%
10,00	54,6%	46,2%	40,2%	35,7%	32,3%	29,5%	27,2%	25,5%	24,4%	22,9%	21,6%	20,4%	19,3%	18,4%

Como observa-se, cada uma das 210 possibilidades de combinação de investimento inicial normalizado e Reajuste Tarifário Anual da Tabela 4.20 resultaram em uma TIR maior que a TMA e, portanto, todas possibilidades são economicamente atrativas.

4.2.4.2 Alternativa 2: 14,53 MWp em Ambiente de Contratação Regulada

O diagrama de fluxo de caixa referente a alternativa 2 está anexo a este trabalho. A análise dos resultados dos indicadores obtidos a partir do diagrama é feita a seguir.

A alternativa 2 de usina fotovoltaica, ou seja, de potência 14,53 MWp operando em Ambiente de Contratação Regulado foi considerada inviável nos três cenários de financiamento definidos em 3.2.2.4. Com um investimento inicial de R\$ 68.992.214,91, a receita obtida ao longo de sua vida útil não superou os custos envolvidos, com VPL variando de R\$ -42.204.444,40 a R\$ -3.937.602,89 no melhor cenário, isto é, com fundos 100% próprios. Portanto, nos três casos, a TIR foi menor que a TMA, bem como o tempo de retorno maior que 25 anos. O LCOE, o custo da eletricidade, foi menor que a tarifa em todos os casos, variando de 0,46 R\$/kWh a 0,32 R\$/kWh no cenário 3. Apesar do custo de

Tabela 4.21: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para a alternativa 2 de usina fotovoltaica (14,53 MWp em Ambiente de Contratação Regulado)

Alternativa 2			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Estrutura de Capital	0-100%	50%-50%	100%-0%
VPL (R\$)	-42.204.444,40	-23.071.023,64	-3.937.602,89
TIR (%)	1,58%	4,14%	6,92%
ROI	-0,61	-0,33	-0,06
Payback (anos)	>25	>25	>25
LCOE (R\$/kWh)	0,46	0,39	0,32
Resultado	Inviável	Inviável	Inviável

geração da energia ser mais barato que a tarifa, esse dado não diz nada a respeito da receita obtida a partir dessa geração, que deve ser levada em conta. Os resultados são apresentados na Tabela 4.21.

Constata-se que o principal fator a levar o investimento a inviabilidade é o preço de venda médio obtido, ou seja, a receita do projeto. O valor de 0,22 R\$/kWh é menos da metade da tarifa de energia paga de 0,55 R\$/kWh. Isso significa que, para se obter a mesma receita que a GD, é necessário gerar mais que o dobro de energia em ACR. Isso acarreta nos resultados observados nas Tabelas 4.14 a 4.15 em que a receita gerada anualmente com 6,68 MWp GD é maior que a receita anual de 14,53 MWp em Ambiente de Contratação Regulado.

Pela perspectiva dos custos, o LCOE é competitivo com a tarifa, mas não é baixo o suficiente para que os outros indicadores de viabilidade sejam positivos. O fator determinante para o custo nivelado de energia é o custo da usina, ou o investimento inicial normalizado. Este está alto no caso em estudo, contribuindo para levar à inviabilidade.

É importante, por conseguinte, avaliar a sensibilidade desse investimento, para encontrar possíveis pontos limítrofes onde ele passe a ser atrativo. Foi feita a análise de sensibilidade considerando o investimento inicial integralmente financiado, portanto, cenário 1.

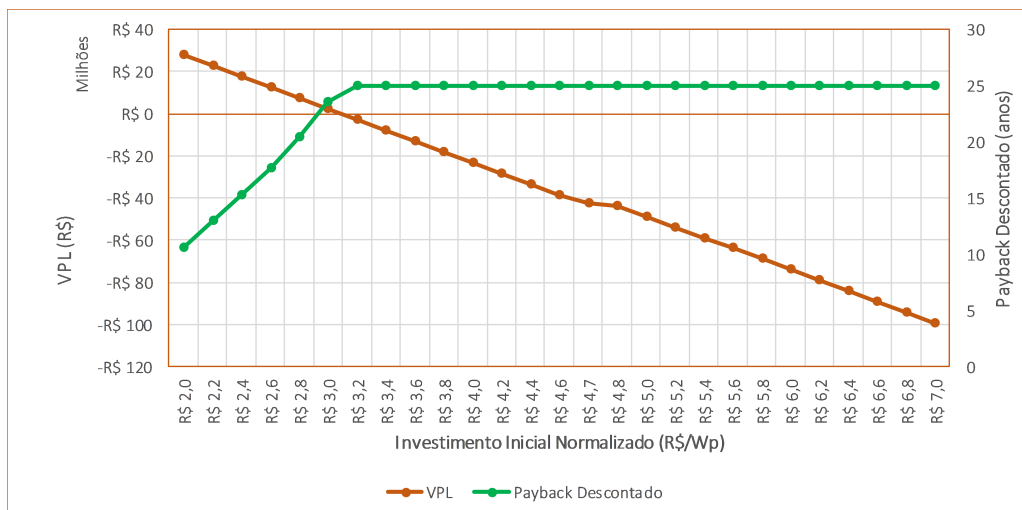


Figura 4.22: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 2 de usina.

No intervalo de 2,00 R\$/Wp a 7,00 R\$/Wp o VPL varia de R\$ 27.621.869,41 a R\$ -99.452.920,87, sendo **3,09 R\$/Wp** o valor limiar de viabilidade. Por sua vez, o *Payback* Descontado, que começa em 10,5 anos considerando 2,0 R\$/Wp de investimento inicial, atinge 25 no limiar de viabilidade. Esses dados podem ser observados na Figura 4.22, onde o *Payback* Descontado foi considerado 25 anos quando o investimento é inviável. Assim foi feito porque o método de cálculo utilizado não determina um tempo de retorno maior que a vida útil do projeto.

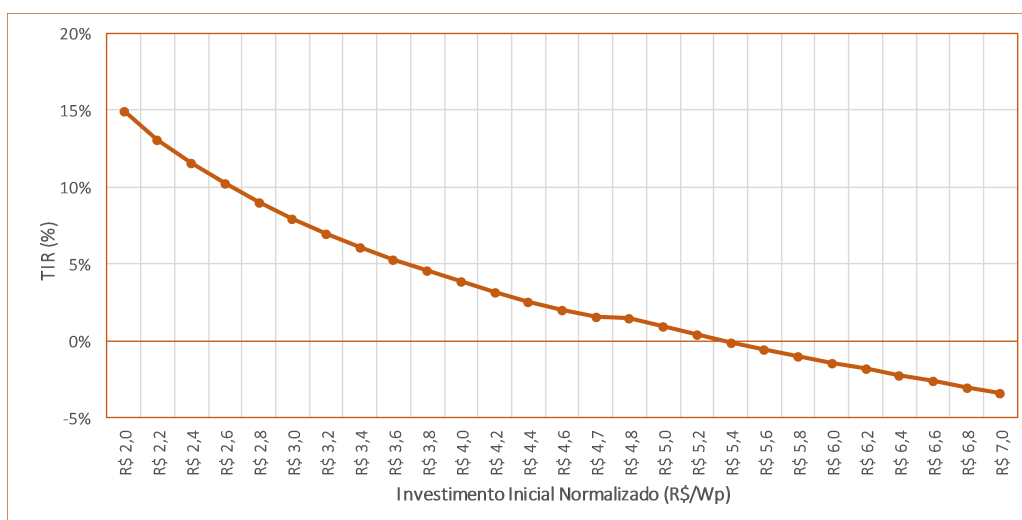


Figura 4.23: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 2 de usina.

Similarmente, a TIR variou, na faixa de 2,00 R\$/Wp a 7,00 R\$/Wp de investimento inicial normalizado, de 14,93% a -3,37%. Esses resultados demonstram como a operação em Ambiente de Contratação Regulado é um investimento mais arriscado. As possibilidades viáveis são mais reduzidas e variações inesperadas nos parâmetros de entrada podem acarretar prejuízo mais facilmente, comparando-se com a alternativa 1.

Destaca-se que se obteve valores médios de investimento inicial para usinas de grande porte, que podem variar de poucos megawatts, como é o caso, até centenas. Sabe-se, contudo, que o custo cai com o aumento da potência instalada da usina devido ao ganho de escala, isto é, quanto maior a potência, menor seu custo normalizado. Portanto, para se obter um valor de custo menor que a média, é razoável afirmar que deveria-se ampliar a potência da usina, que é baixa comparada a outras usinas de grande porte. Assim sendo, a hipótese de que alternativa 2 tenha um custo de 3,09 R\$/Wp é improvável.

A análise também mostra que preços de venda de energia maiores melhoram os índices econômicos, aumentando as receitas nos fluxos de caixa e tornando o investimento viável a partir de **0,33 R\$/Wp**. Na faixa de 0,16 R\$/Wp a 0,44 R\$/Wp, o VPL variou de R\$ -62.458.088,55 a R\$ 39.388.475,22. Nesse mesmo intervalo, o *Payback* Descontado oscilou de valores maiores que 25 anos a 14,4 anos no melhor caso, e a TIR foi de -2,23% a 12,10%. Esses resultados podem ser observados nas Figuras 4.24 a 4.25

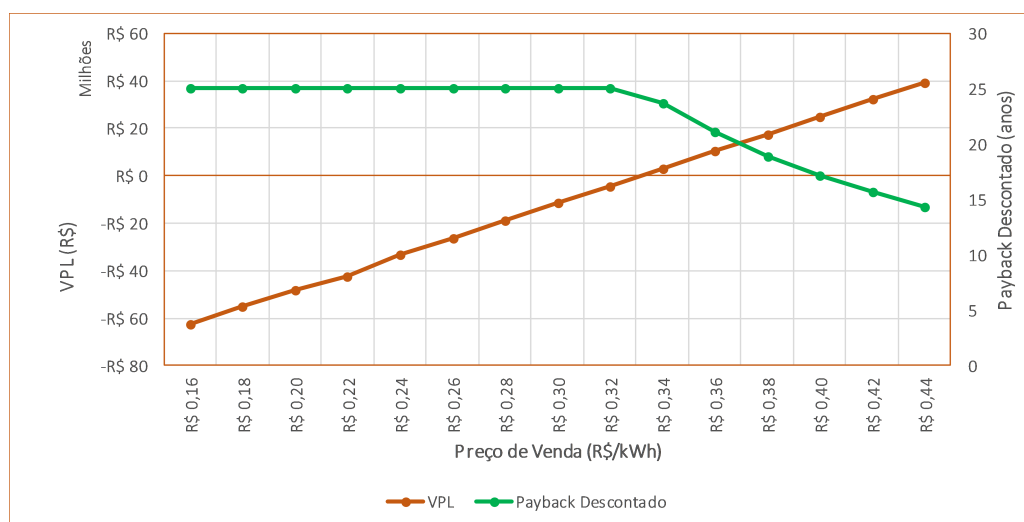


Figura 4.24: Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao preço de venda da energia da alternativa 2 de usina.

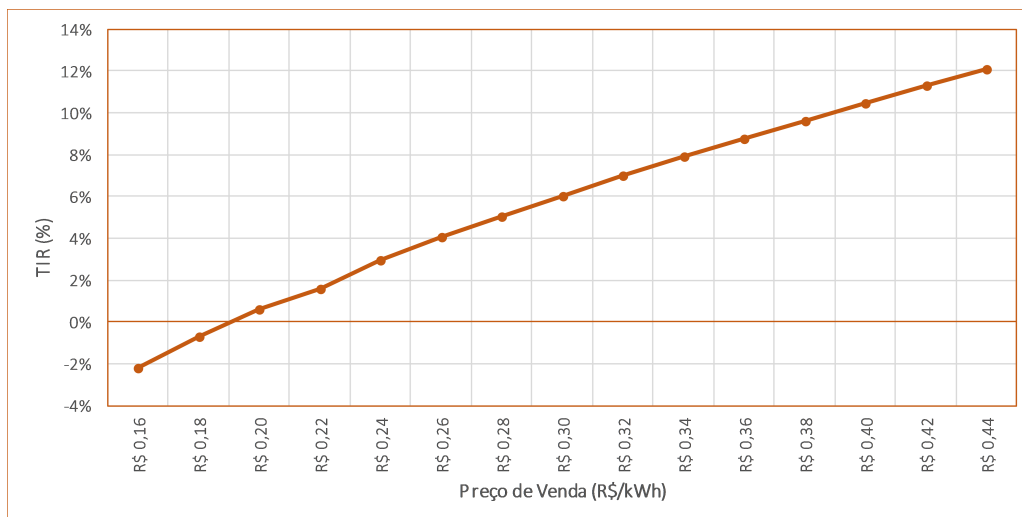


Figura 4.25: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao preço de venda da energia da alternativa 2 de usina.

Outro fator determinante na análise econômica é a TMA. No intervalo de 3,43% (inflação considerada na análise) a 17% desse parâmetro de entrada, o VPL oscilou de R\$ -18.526.187,84 a R\$ -60.818.261,31 ao passo que o *Payback* Descontado foi maior que 25 anos em todos os casos. O limiar de viabilidade, nesse caso, é a própria TIR, portanto, **1,58%**, o que explica todos os casos resultarem inviáveis na faixa de TMA estudada. Tais resultados estão presentes na Figura 4.26. A Tabela 4.22 reúne os valores limiares para viabilidade dos parâmetros de entrada variados nesta etapa de análise.

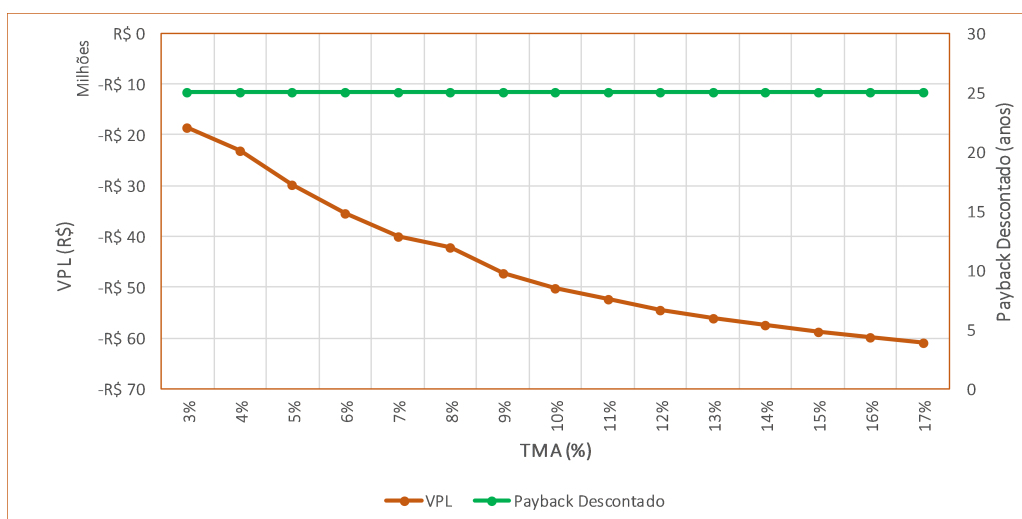


Figura 4.26: Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado à TMA da alternativa 2 de usina.

Tabela 4.22: Valores limiares para viabilidade dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade para a alternativa 2 de usina.

Alternativa 2	
Parâmetro de Entrada	Valor limiar para viabilidade
Investimento Inicial Normalizado (R\$/Wp)	3,09
Preço de Venda (R\$/kWh)	0,33
TMA	1,58%

Como realizado com a alternativa 1, aqui também foi feita a análise de sensibilidade a dois parâmetros de entrada. A Tabela 4.23 a seguir exibe a sensibilidade da TIR da alternativa 2 a mudanças no investimento inicial normalizado e ao Reajuste Tarifário Anual conjuntamente, onde as células em vermelho significam que o investimento é inviável.

Tabela 4.23: Sensibilidade da TIR da alternativa 2 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Preço de Venda de Energia (primeira coluna, em R\$/kWh).

TIR	Alternativa 2													
1,58%	2,0	2,4	2,8	3,2	3,6	4,0	4,4	4,7	5,0	5,4	5,8	6,2	6,6	7,0
0,16	9,6%	6,8%	4,6%	2,8%	1,3%	0,0%	-1,3%	-2,2%	-2,9%	-3,9%	-4,8%	-5,7%	-6,6%	-7,4%
0,18	11,6%	8,6%	6,3%	4,4%	2,8%	1,5%	0,2%	-0,7%	-1,4%	-2,4%	-3,3%	-4,1%	-5,0%	-5,8%
0,20	13,5%	10,3%	7,8%	5,9%	4,2%	2,8%	1,6%	0,6%	0,0%	-1,0%	-1,9%	-2,8%	-3,6%	-4,4%
0,22	14,9%	11,6%	9,0%	7,0%	5,3%	3,8%	2,6%	1,6%	0,9%	-0,1%	-1,0%	-1,8%	-2,6%	-3,4%
0,24	17,1%	13,5%	10,8%	8,6%	6,8%	5,3%	4,0%	3,0%	2,3%	1,3%	0,4%	-0,5%	-1,3%	-2,0%
0,26	18,9%	15,0%	12,1%	9,9%	8,0%	6,4%	5,1%	4,1%	3,4%	2,3%	1,4%	0,6%	-0,2%	-1,0%
0,28	20,7%	16,5%	13,5%	11,1%	9,2%	7,5%	6,1%	5,1%	4,4%	3,3%	2,4%	1,5%	0,7%	0,0%
0,30	22,5%	18,0%	14,8%	12,3%	10,3%	8,6%	7,1%	6,0%	5,3%	4,2%	3,3%	2,4%	1,6%	0,8%
0,32	24,2%	19,5%	16,1%	13,5%	11,4%	9,6%	8,1%	7,0%	6,2%	5,1%	4,2%	3,3%	2,4%	1,7%
0,34	26,0%	21,0%	17,4%	14,6%	12,4%	10,6%	9,1%	7,9%	7,1%	6,0%	5,0%	4,1%	3,2%	2,5%
0,36	27,7%	22,5%	18,7%	15,8%	13,5%	11,6%	10,0%	8,8%	8,0%	6,8%	5,8%	4,9%	4,0%	3,2%
0,38	29,5%	23,9%	19,9%	16,9%	14,5%	12,5%	10,9%	9,6%	8,8%	7,6%	6,6%	5,6%	4,7%	3,9%
0,40	31,2%	25,4%	21,2%	18,0%	15,5%	13,5%	11,8%	10,5%	9,6%	8,4%	7,3%	6,3%	5,5%	4,6%
0,42	33,0%	26,8%	22,5%	19,2%	16,5%	14,4%	12,6%	11,3%	10,4%	9,2%	8,1%	7,1%	6,1%	5,3%
0,44	34,7%	28,3%	23,7%	20,3%	17,5%	15,3%	13,5%	12,1%	11,2%	9,9%	8,8%	7,7%	6,8%	6,0%

Nota-se que o investimento é sensível ao custo da usina e ao preço de venda. As hipóteses iniciais não resultaram em um projeto atrativo. Os parâmetros deveriam mudar para levar o projeto para a área clara da tabela, onde a TIR é maior que a TMA. Acerca dessas mudança, entende-se que o investimento inicial normalizado diminui principalmente com o aumento da escala da usina, o que não é o caso em estudo, cuja potência é de 14,53 MWp. O preço de venda da usina é determinado em leilão através de contratos celebrados entre as partes sendo complexo prever seu valor. Com o aumento da eficiência

dos módulos e a redução do LCOE de fonte fotovoltaica, contudo, espera-se que esse preço caia no futuro.

4.2.4.3 Alternativa 3: 6,68 MWp de Geração Distribuída + 7,85 MWp em Ambiente de Contratação Regulada

O diagrama de fluxo de caixa referente a alternativa 2 está anexo a este trabalho. A análise dos resultados dos indicadores obtidos a partir do diagrama é feita a seguir.

Tabela 4.24: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira para a alternativa 3 de usina fotovoltaica (6,68 MWp de Geração Distribuída + 7,85 MWp em Ambiente de Contratação Regulado)

Alternativa 3			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Estrutura de Capital	0-100%	50%-50%	100%-0%
VPL (R\$)	14.742.145,25	33.875.566,00	53.008.986,76
TIR (%)	9,29%	11,78%	14,48%
ROI	0,21	0,49	0,77
Payback (anos)	19,75	14,46	10,18
LCOE (R\$/kWh)	0,46	0,39	0,31
Resultado	Viável	Viável	Viável

A alternativa 3 de usina solar fotovoltaica, ou seja, de potência 6,68 MWp de Geração Distribuída combinada com 7,85 MWp em Ambiente de Contratação Regulado mostrou-se viável economicamente, mesmo considerando o impacto do pagamento de juros de empréstimo e a parcela participante do mercado regulado. Todos os indicadores foram positivos para os 3 cenários de financiamento definidos em 3.2.2.4. Com um investimento inicial de R\$ 68.992.214,91, a receita obtida ao longo de sua vida útil superou os custos envolvidos, com VPL variando de R\$ 14.742.145,25 a R\$ 53.008.986,76 no melhor cenário (fundos 100% próprios). Em todos os casos, portanto, a TIR superou a TMA, bem como o tempo de retorno foi menor que 25 anos. O LCOE, o custo da eletricidade, foi menor que a tarifa em todos os casos, variando de 0,46 R\$/kWh a 0,31 R\$/kWh.

Conclui-se dos resultados, todavia, que a parcela atuante no mercado regulado piora os índices de viabilidade do investimento em GD. Comparando os resultados do cenário 1 (investimento inicial 100% financiado) da alternativa 1 (6,68 MWp de GD) com o cenário 1 da alternativa 3 (6,68 MWp de GD combinada com 7,85 MWp em ACR), constata-se que a inserção de 7,85 MWp diminui o VPL de R\$ 36.197.771,83 para R\$ 14.742.145,25, aumenta o *Payback* de 9,39 anos para 19,75 anos, enquanto a TIR cai de 16,33% para

9,29%. Esse impacto negativo explica-se pelo peso dos juros do empréstimo no fluxo de caixa para financiar os 7,85 MWp adicionais e o preço de venda da energia no mercado regulado que não compensa o investimento na construção da usina adicional.

A situação melhora quando se considera o cenário 3, sem financiamento. Nesse cenário, o VPL se aproxima daquele do cenário 3 da alternativa 1, mas os outros índices continuam consideravelmente inferiores. Essa constatação também está de acordo com os resultados da análise financeira da alternativa 2, em que era considerado apenas a venda de energia no mercado regulado, ou seja, com as hipóteses iniciais consideradas, a operação no mercado regulado gera prejuízos, afetando negativamente os índices econômicos da alternativa 3.

Modificando os parâmetros de entrada considerados inicialmente no cenário de financiamento 1, podemos entender como se comportam os indicadores e encontrar possíveis pontos de operação mais favoráveis. Utilizando as variações especificadas na Tabela 3.2, foi feita a análise de sensibilidade da usina de alternativa 3 ao investimento inicial normalizado.

No intervalo de 2,00 R\$/Wp a 7,00 R\$/Wp o VPL varia de R\$ 84.568.459,06 a R\$ -42.506.331,22. Por sua vez, o *Payback* Descontado, que começa a 4,6 anos, atinge a inviabilidade (25 anos) com custo de **5,33 R\$/Wp**, o limiar de viabilidade do investimento inicial normalizado. O comportamento da TIR segue a mesma direção. Seu valor oscila de 28,70% a 3,67% no intervalo considerado. Esses dados podem ser observados nas Figuras 4.27 a 4.28.

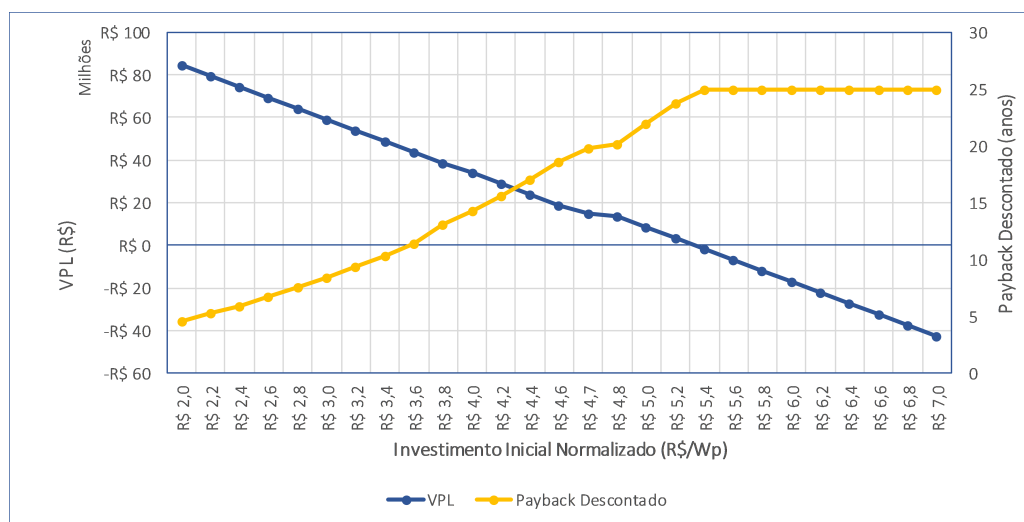


Figura 4.27: Gráfico: Sensibilidade do VLP e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado para a alternativa 3 de usina.

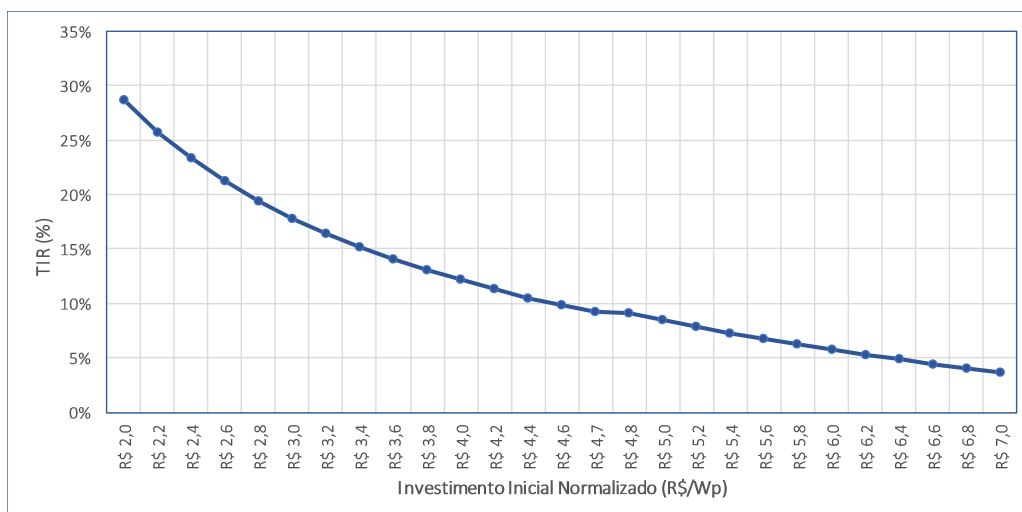


Figura 4.28: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado para a alternativa 3 de usina.

No caso da alternativa 3, tanto a tarifa de energia quanto o preço de venda exercem influência nos indicadores econômicos em estudo. Entretanto, como constatado pela análise de sensibilidade da alternativa 2 em 4.2.4.2, a viabilidade é mais sensível ao preço de venda. Adiciona-se a isso o fato de que historicamente a tarifa não sofre grandes alterações além da inflação [38], escolhe-se, então, o preço de venda da energia como variável de entrada para o estudo de sensibilidade.

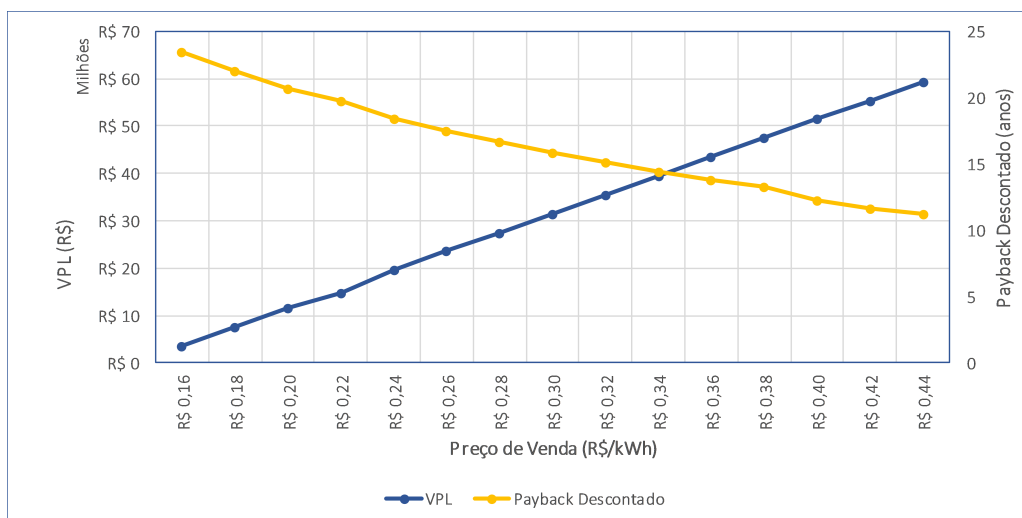


Figura 4.29: Gráfico: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao preço de venda da energia para a alternativa 3 de usina.

O gráfico da Figura 4.29 exhibe o comportamento do VPL e do *Payback* Descontado a variações no preço de venda da energia. No intervalo de 0,16 R\$/kWh a 0,44 R\$/kWh,

o VPL variou de R\$ 3.658.551,11 a R\$ 59.393.013,95. Nesse mesmo intervalo o *Payback* Descontado oscilou de 23,5 anos a 11,2 anos. Por sua vez, como se nota no gráfico da Figura 4.30, a TIR variou de 7,96% a 14,24%. O valor limiar de preço de venda para a viabilidade foi de **0,14 R\$/kWh**.

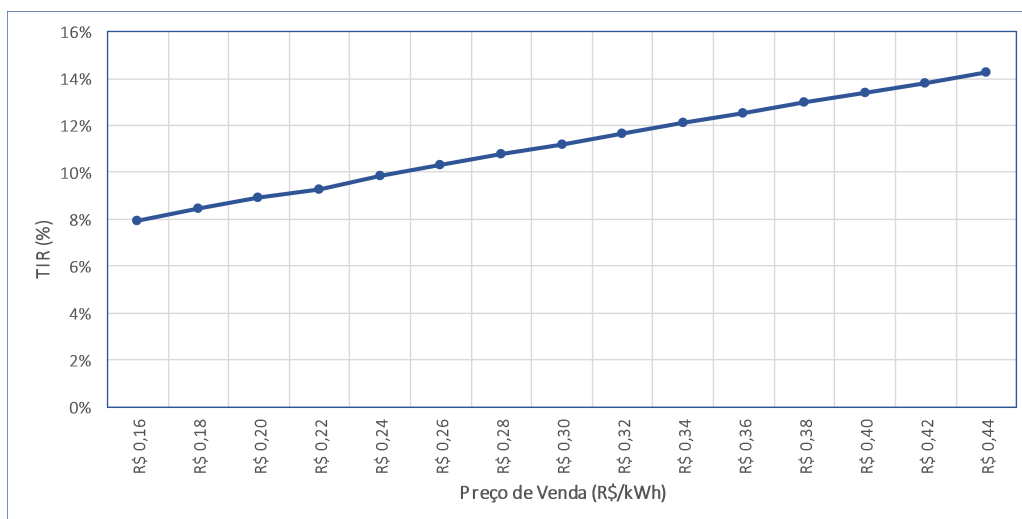


Figura 4.30: Gráfico: Sensibilidade da TIR ao preço de venda da energia para a alternativa 3 de usina.

Visto que alternativa em estudo tem como parte integrante de seu projeto a alternativa 1 de GD, que apresentou indicadores mais atrativos, buscou-se encontrar os parâmetros que iguallassem o VPL desta alternativa ao da primeira. Tais valores foram 3,90 R\$/Wp para o investimento inicial normalizado, ou 0,32 R\$/kWh para o preço de venda da energia.

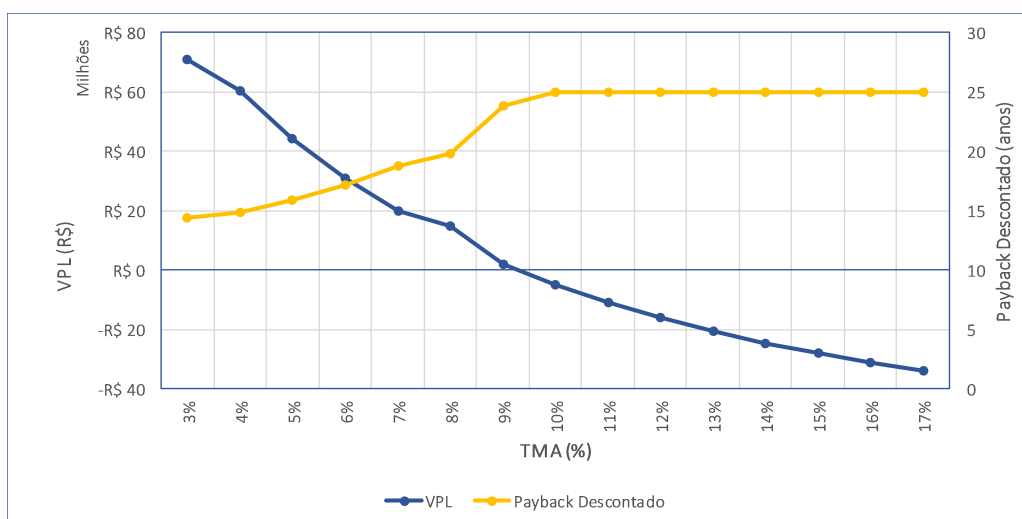


Figura 4.31: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado à TMA para a alternativa 3 de usina.

A variação da TMA entre os valores de 3,43% a 17% gerou uma oscilação de R\$ 84.568.459,06 a R\$ -42.506.331,22 do VPL e de 14,4 anos a 25 anos, com a taxa igual a 10%, do *Payback* Descontado a partir da qual o investimento se torna inviável. Esses resultados podem ser melhor visualizados no gráfico da Figura 4.31.

A Tabela 4.25 reúne os dados limiares para viabilidade da alternativa 3. Observa-se que os limites de viabilidade do investimento são mais limitados que os da alternativa 1, e menos que da alternativa 2. Isto está de acordo com a constatação que a GD é atrativa e a venda no mercado regulado não o é, dadas as hipóteses iniciais. Como esta alternativa é uma mistura das duas primeiras, resulta um meio termo nos índices de atratividade.

Tabela 4.25: Valores limiares para viabilidade dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade da alternativa 3 de usina.

Alternativa 3	
Parâmetro de Entrada	Valor limiar para viabilidade
Investimento Inicial Normalizado (R\$/Wp)	5,33
Preço de Venda (R\$/kWh)	0,14
TMA	9,29%

Finalmente, a fim de entender como a viabilidade reage a variações de dois parâmetros de entrada simultâneos, a Tabela 4.26 foi elaborada e mostra a TIR do empreendimento para várias combinações de investimento inicial normalizado (R\$/Wp) e de preço de venda de energia (R\$/kWh), onde as células em vermelho significam que o investimento é inviável.

Tabela 4.26: Sensibilidade da TIR da alternativa 3 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Preço de Venda de Energia (primeira coluna, em R\$/kWh).

TIR	Alternativa 3													
9,3%	2,00	2,40	2,80	3,20	3,60	4,00	4,40	4,75	5,00	5,40	5,80	6,20	6,60	7,00
0,16	26,1%	21,1%	17,5%	14,7%	12,5%	10,7%	9,1%	8,0%	7,2%	6,1%	5,1%	4,1%	3,3%	2,5%
0,18	27,0%	21,9%	18,2%	15,3%	13,1%	11,2%	9,6%	8,4%	7,7%	6,5%	5,5%	4,6%	3,7%	2,9%
0,20	28,0%	22,7%	18,9%	16,0%	13,7%	11,7%	10,1%	8,9%	8,1%	7,0%	5,9%	5,0%	4,1%	3,4%
0,22	28,7%	23,3%	19,4%	16,5%	14,1%	12,2%	10,5%	9,3%	8,5%	7,3%	6,3%	5,3%	4,5%	3,7%
0,24	29,9%	24,3%	20,2%	17,2%	14,8%	12,8%	11,1%	9,9%	9,0%	7,8%	6,8%	5,8%	4,9%	4,1%
0,26	30,8%	25,1%	20,9%	17,8%	15,3%	13,3%	11,6%	10,3%	9,5%	8,3%	7,2%	6,2%	5,3%	4,5%
0,28	31,7%	25,8%	21,6%	18,4%	15,9%	13,8%	12,1%	10,8%	9,9%	8,7%	7,6%	6,6%	5,7%	4,9%
0,30	32,7%	26,6%	22,3%	19,0%	16,4%	14,3%	12,5%	11,2%	10,3%	9,1%	8,0%	7,0%	6,1%	5,3%
0,32	33,6%	27,4%	23,0%	19,6%	17,0%	14,8%	13,0%	11,7%	10,8%	9,5%	8,4%	7,4%	6,5%	5,6%
0,34	34,6%	28,2%	23,7%	20,2%	17,5%	15,3%	13,5%	12,1%	11,2%	9,9%	8,8%	7,8%	6,8%	6,0%
0,36	35,5%	29,0%	24,3%	20,8%	18,1%	15,8%	13,9%	12,5%	11,6%	10,3%	9,2%	8,1%	7,2%	6,3%
0,38	36,5%	29,8%	25,0%	21,4%	18,6%	16,3%	14,4%	13,0%	12,0%	10,7%	9,5%	8,5%	7,5%	6,7%
0,40	37,4%	30,6%	25,7%	22,0%	19,1%	16,8%	14,8%	13,4%	12,4%	11,1%	9,9%	8,9%	7,9%	7,0%
0,42	38,4%	31,4%	26,4%	22,6%	19,7%	17,3%	15,3%	13,8%	12,9%	11,5%	10,3%	9,2%	8,2%	7,4%
0,44	39,3%	32,1%	27,0%	23,2%	20,2%	17,8%	15,7%	14,2%	13,3%	11,9%	10,7%	9,6%	8,6%	7,7%

A interpretação da Tabela 4.26 leva à conclusão que a alternativa 3 é mais flexível a variações no custo da usina e na receita que a alternativa 2, porém não tanto quanto a alternativa 1, de GD exclusivamente. Além disso, faz um compromisso entre duas variáveis de interesse: a viabilidade econômica e uma geração anual de energia, igual ao consumo da UnB, atingindo o objetivo proposto pelo trabalho.

4.2.4.4 Alternativa 4 Hipotética: 14,53 MWp de Geração Distribuída

Como definido na análise de viabilidade técnica, a fim de estudar o desempenho de uma usina solar fotovoltaica do tamanho pretendido para gerar a energia consumida pela UnB, foi proposta a alternativa 4, de 14,53 MWp operando no sistema de compensação definido pela REN 482, considerando hipoteticamente que um sistema de tamanho porte pudesse aderir ao sistema. Esse tipo de análise é relevante visto que as normas que regem o funcionamento da GD são sujeitas a mudanças ao longo do tempo, mudanças essas ensejadas por debates e estudos técnicos.

O diagrama de fluxo de caixa referente a alternativa 4 está anexo a este trabalho. A análise dos resultados dos indicadores obtidos a partir do diagrama é feita a seguir.

A alternativa 4 de usina fotovoltaica, ou seja, de potência 14,53 MWp funcionando como Geração Distribuída, revelou-se viável economicamente, apresentado dados muito parecidos com a alternativa 1, já que suas despesas e receitas são regidas pelos mesmos princípios. Todos indicadores foram positivos para os 3 cenários de financiamento defini-

dos em 3.2.2.4. Com um investimento inicial de R\$ 68.992.214,91 os ganhos obtidos ao longo de vida útil da usina superaram os custos envolvidos, com VPL variando de R\$ 78.730.032,62 a R\$ 116.996.874,12 no melhor cenário, isto é, com fundos 100% próprios. Portanto, em todos cenários, TIR superou a TMA, bem como o tempo de retorno foi menor que 25 anos. O LCOE foi menor que a tarifa em todos os casos, chegando a 0,32 R\$/kWh no cenário 1. Os resultados são apresentados na Tabela 4.27.

Tabela 4.27: Resultado dos indicadores de viabilidade financeira da alternativa 4 de usina fotovoltaica (14,53 MWp de Geração Distribuída).

Alternativa 4			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Estrutura de Capital	0-100%	50%-50%	100%-0%
VPL (R\$)	78.730.032,62	97.863.453,37	116.996.874,12
TIR (%)	16,33%	19%	22%
ROI	2,14	2,42	2,70
Payback (anos)	9,39	7,52	6,15
LCOE (R\$/kWh)	0,46	0,39	0,32
Resultado	Viável	Viável	Viável

A principal diferença entre a alternativa 1 e esta é a receita gerada e o retorno do investimento, que são consideravelmente maiores devido a escala do projeto, que proporciona uma geração maior de energia. A receita anual da alternativa em estudo é equivalente a 88% dos gastos da UnB com energia elétrica, ou seja, ainda é uma solução que não gera lucros ao consumidor, apenas compensa seu consumo.

A análise de sensibilidade no cenário de financiamento 1 apresentou resultados muito parecidos com os da alternativa 1, mesmo cenário. O VPL variou de R\$ 148.556.346,42 com o custo da usina a 2,00 R\$ /Wp e chegou a R\$ 21.481.556,14 quando esse dado foi de 7,00 R\$/Wp. Nesse intervalo o *Payback* Descontado foi de 2,7 a 19,8 anos, ao passo que a TIR oscilou de 44% a 9%. O limiar de viabilidade também coincidiu com da alternativa 1, **7,85 R\$/Wp**. Como nota-se, mesmo considerando valores de investimento inicial normalizado acima da média, todos indicadores permaneceram positivos, atestando a viabilidade do projeto. Esses resultados podem ser vistos das Figuras 4.32 a 4.33

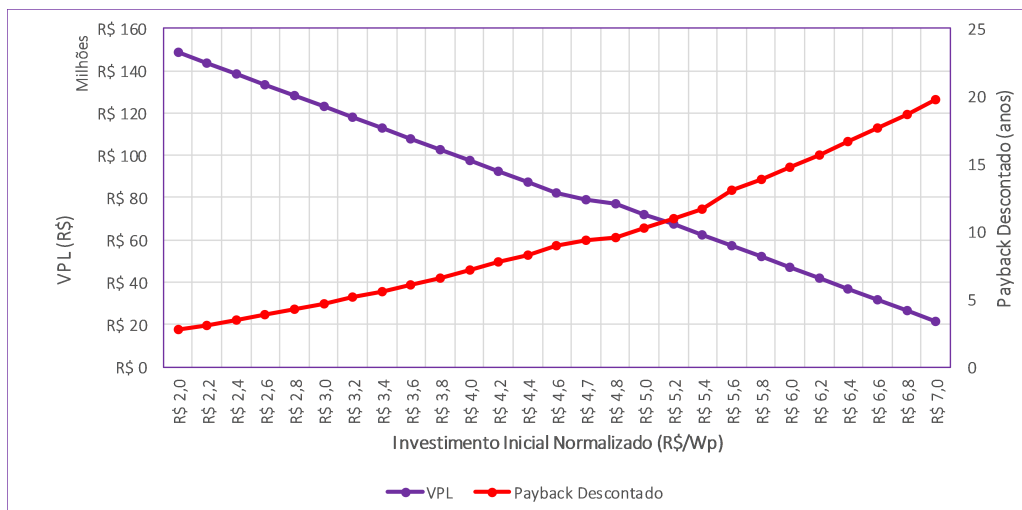


Figura 4.32: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 4 de usina.

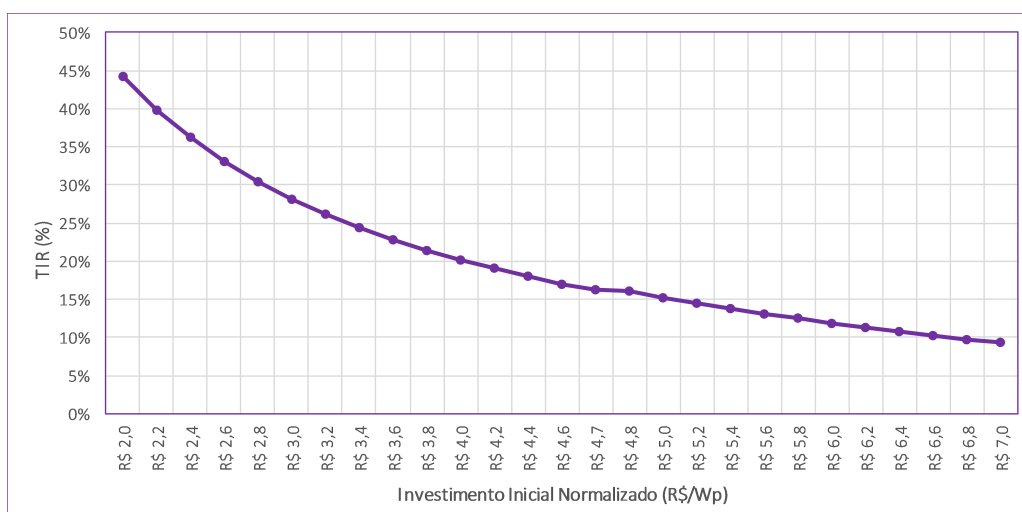


Figura 4.33: Sensibilidade da TIR ao Investimento Inicial Normalizado da alternativa 4 de usina.

Similarmente, a sensibilidade do VPL, do *Payback* Descontado e da TIR ao Reajuste Tarifário Anual mostrou que esses indicadores apenas melhoram com o reajustes acima da inflação. O VPL cresce de R\$ 78.730.032,62 para R\$ 300.417.516,09 no caso mais favorável de 10% de reajuste anual. O *Payback* Descontado diminui de 9,4 anos para 6,5 anos, e a TIR melhora de 16,33% a 25,51%. Na faixa estudada, o investimento permaneceu atrativo, sendo o valor limiar de viabilidade para o reajuste **-1,97%**, ou seja, a tarifa deveria baratear ao longo dos anos. Esses resultados estão presentes nas Figuras 4.34 a 4.35

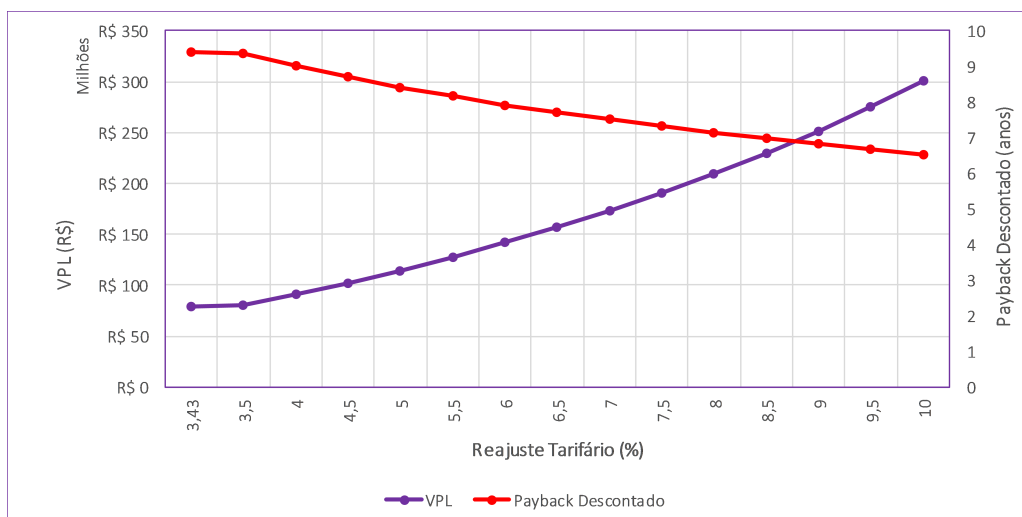


Figura 4.34: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado ao Reajuste Tarifário Anual da alternativa 4 de usina.

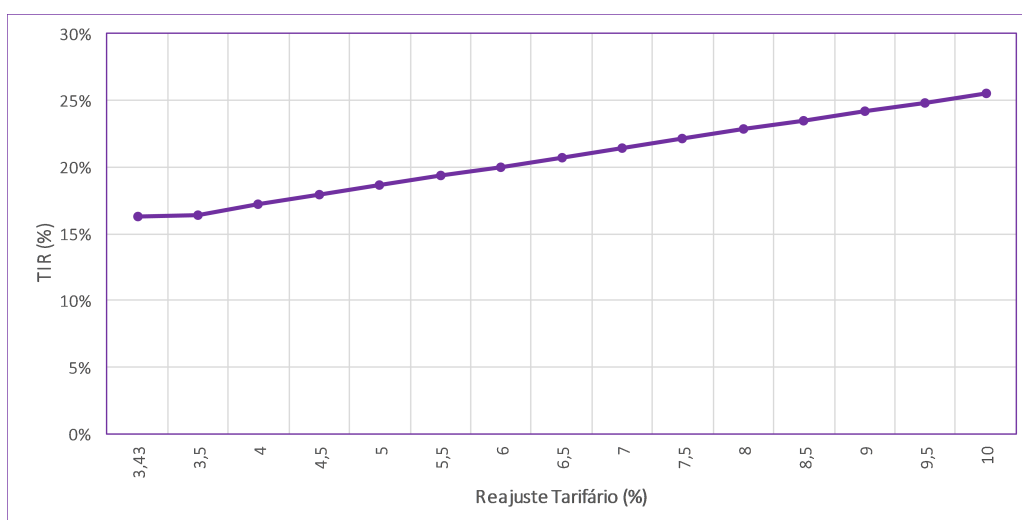


Figura 4.35: Sensibilidade da TIR ao Reajuste Tarifário Anual da alternativa 4 de usina.

Por fim, outro fator determinante nos cálculos econômicos é a TMA. Também foi feita a análise da sensibilidade do investimento a esse fator. Mudando a TMA de 3,43%, ou seja, a inflação adotada no estudo, e indo até 17%, o VPL variou de R\$ 170.627.985,68 a R\$ -3.077.392,67. O *Payback* Descontado, por seu turno, foi de 9,4 anos a 6,5 anos. O limiar de viabilidade quando se fala em TMA é a própria TIR, portanto, **16,33%**. Esses resultados são apresentados na Figura 4.36.

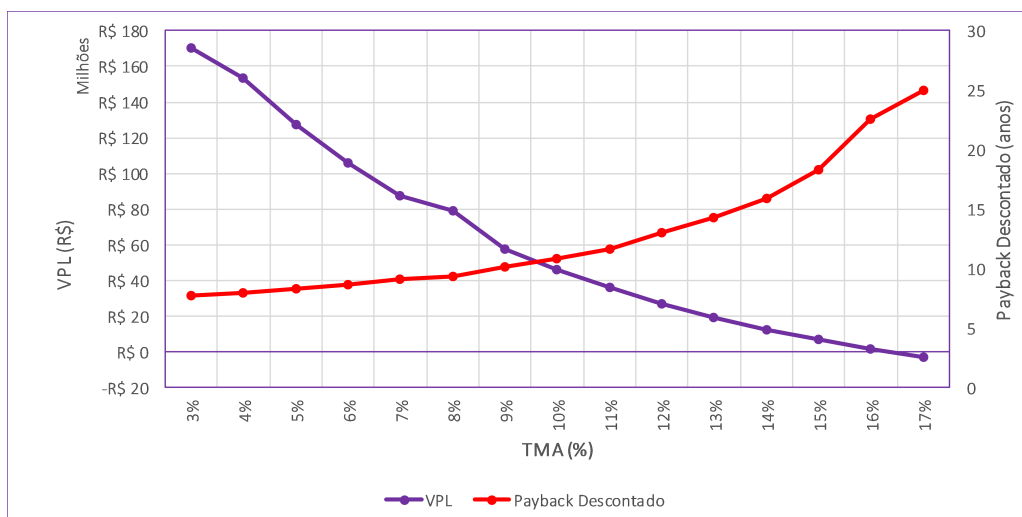


Figura 4.36: Sensibilidade do VPL e do Payback Descontado à TMA da alternativa 4 de usina.

Tabela 4.28: Valores limiares para viabilidade dos parâmetros de entrada estudados na análise de sensibilidade da alternativa 4 de usina.

Alternativa 4	
Parâmetro de Entrada	Valor limiar para viabilidade
Investimento Inicial Normalizado (R\$/Wp)	7,85
Reajuste Tarifário Anual	-1,97%
TMA	16,33%

Finalmente, foi feita a análise da sensibilidade da TIR à variações em dois parâmetros simultaneamente, o custo inicial da usina e o Reajuste Tarifário Anual, resultando na Tabela 4.29.

Tabela 4.29: Sensibilidade da TIR da alternativa 4 a mudanças no Investimento Inicial Normalizado (primeira linha, em R\$/Wp) e ao Reajuste Tarifário Anual (%).

TIR	Alternativa 4													
16,3%	2,00	2,40	2,80	3,20	3,60	4,00	4,40	4,75	5,00	5,40	5,80	6,20	6,60	7,00
3,43	44,2%	36,2%	30,5%	26,2%	22,9%	20,2%	18,0%	16,3%	15,3%	13,8%	12,4%	11,3%	10,2%	9,3%
3,50	44,3%	36,3%	30,6%	26,3%	23,0%	20,3%	18,1%	16,4%	15,4%	13,9%	12,6%	11,4%	10,3%	9,4%
4,00	45,1%	37,1%	31,3%	27,0%	23,7%	21,0%	18,8%	17,2%	16,1%	14,6%	13,3%	12,1%	11,1%	10,1%
4,50	45,9%	37,8%	32,1%	27,8%	24,4%	21,8%	19,5%	17,9%	16,8%	15,3%	14,0%	12,9%	11,8%	10,9%
5,00	46,7%	38,6%	32,8%	28,5%	25,2%	22,5%	20,3%	18,6%	17,5%	16,0%	14,7%	13,6%	12,5%	11,6%
5,50	47,5%	39,4%	33,6%	29,3%	25,9%	23,2%	21,0%	19,3%	18,3%	16,8%	15,4%	14,3%	13,2%	12,3%
6,00	48,3%	40,1%	34,3%	30,0%	26,6%	23,9%	21,7%	20,0%	19,0%	17,5%	16,1%	15,0%	13,9%	13,0%
6,50	49,1%	40,9%	35,1%	30,7%	27,3%	24,6%	22,4%	20,7%	19,7%	18,2%	16,8%	15,7%	14,6%	13,7%
7,00	49,9%	41,7%	35,8%	31,5%	28,1%	25,3%	23,1%	21,4%	20,4%	18,8%	17,5%	16,4%	15,3%	14,4%
7,50	50,7%	42,4%	36,6%	32,2%	28,8%	26,0%	23,8%	22,1%	21,0%	19,5%	18,2%	17,0%	16,0%	15,1%
8,00	51,5%	43,2%	37,3%	32,9%	29,5%	26,7%	24,5%	22,8%	21,7%	20,2%	18,9%	17,7%	16,7%	15,7%
8,50	52,3%	43,9%	38,0%	33,6%	30,2%	27,4%	25,2%	23,5%	22,4%	20,9%	19,6%	18,4%	17,3%	16,4%
9,00	53,0%	44,7%	38,8%	34,3%	30,9%	28,1%	25,8%	24,2%	23,1%	21,6%	20,2%	19,1%	18,0%	17,1%
9,50	53,8%	45,4%	39,5%	35,0%	31,6%	28,8%	26,5%	24,8%	23,8%	22,2%	20,9%	19,7%	18,7%	17,7%
10,00	54,6%	46,2%	40,2%	35,7%	32,3%	29,5%	27,2%	25,5%	24,4%	22,9%	21,6%	20,4%	19,3%	18,4%

Como observa-se, cada uma das 210 possibilidades de combinação de investimento inicial normalizado e Reajuste Tarifário Anual da Tabela 4.29 resultaram em uma TIR maior que a TMA e, portanto, todas possibilidades são economicamente atrativas. Esse resultado é o mesmo da alternativa 1, visto que as despesas (juros do empréstimo, custos de operação e manutenção e troca de inversores) e as receitas (economia na conta de energia) são determinadas pelos mesmos fatores, sendo esta usina apenas uma versão maior da primeira. Entretanto, a alternativa 4 gera receitas maiores, capazes de abater uma parcela maior da conta de energia da UnB. Ressalta-se, porém, que na atual legislação, essa alternativa não é possível de ser implementada porque a REN 482 limita a participação no sistema de compensação à potência instalada de 5 MW.

O resultado é relevante, contudo, por revelar que a participação em GD de grandes consumidores, cujos consumos não se enquadram no limite de potência estabelecido pela norma, seria vantajosa a eles, aumentando a geração de energia limpa e renovável. Como os resultados mostraram, o investimento é robusto, dificilmente se tornando inviável a mudanças significativas nos custos e no perfil de Reajuste Tarifário Anual, possibilitando inclusive que a compensação seja menor, seguindo, por exemplo, algumas alternativas de revisão propostas pela ANEEL em 2019 [39].

5 Conclusão

O estudo de viabilidade técnica dimensionou um sistema FV modular de 125 kW, composto de 464 módulos de 360 W, para o estudo e comparou seu desempenho em condições de solo e flutuante em Brasília, onde situa-se a UnB. Os resultados mostraram que a usina flutuante apresenta maior geração de energia, e todos os indicadores de desempenho (fator de capacidade, taxa de desempenho e rendimento específico) foram 4,08% superiores ao caso em solo. Essa diferença é resultante da menor perda por poeira e do resfriamento relativo observado no módulo flutuante. A geração anual do sistema dimensionado foi de 278.011 kWh, ou o equivalente a 1,16% do consumo anual da UnB.

A análise financeira, por outro lado, revelou que a viabilidade de implantação de uma usina FV flutuante de geração igual ao consumo da Universidade de Brasília é condicionada a cenários econômicos restritos. Apesar de ser tecnicamente vantajoso o sistema instalado no Lago Paranoá, como já foi comentado, a viabilidade econômica da usina depende de seu modelo econômico de operação, isto é, a sua fonte de sua receita. Em um cenário proposto de usina de potência instalada dentro dos limites atuais de Geração Distribuída, ou seja, 5 MW, o projeto se mostrou viável, reforçando a atratividade da GD. Em um cenário de investimento inicial 100% financiado, apresentou VPL de R\$ 36.197.771 TIR de 16,33%, *Payback* Descontado de 9,39 anos de LCOE de 0,46 R\$/kWh. No estudo de sensibilidade, nenhuma variação nos parâmetros de entrada o tornou inviável, mostrando que o investimento é seguro. Contudo, tal sistema gera apenas 46,41% do consumo da universidade, um valor consideravelmente inferior ao objetivo de geração igual ao consumo da universidade. O mesmo resultado foi observado em estudo hipotético de 14,53 MWp de GD com geração anual de 100,96% do consumo anual da UnB, apresentando maiores ROI e VPL, isto é, lucratividade maior.

As outras alternativas de usina com potência instalada de 14,53 MWp e capacidade de geração de 100,96% do consumo da UnB apresentaram indicadores piores. A alternativa em que os 14,53 MWp são integralmente participantes do Ambiente de Contratação Regulada obteve o pior resultado, com todos indicadores determinando a inviabilidade do projeto. O principal fator a levar a esse resultado foi o preço de venda da energia no mercado regulado, que representa uma receita por unidade de energia 60% inferior à receita no

caso de GD. Para que o investimento fosse viável, as despesas de capital deveriam reduzir dos 4,75 R\$/Wp encontrados em levantamento de preços, para 3,09 R\$/Wp. Contudo, sabe-se que o principal fator a reduzir a investimento inicial de uma empreendimento de geração é sua escala, sendo improvável que uma sistema FV de 14,53Wp alcance redução tão expressiva no custo, característica de usinas de grande porte. Isso leva à conclusão que tal projeto é muito grande para a GD e muito pequeno para atuar no Ambiente de Contratação Regulada.

A quarta alternativa estudada foi o cenário em que os 14,53 MWp são divididos em 6,68 MWp de GD e 7,85 MWp em Ambiente de Contratação Regulada. Os indicadores financeiros apontaram a viabilidade econômica do projeto. Em um cenário de investimento inicial 100% financiado, o VPL foi de R\$ 14.742.145, o *Payback* Descontado foi de 19,75 anos, a TIR foi de 9,29% e o LCOE de 0,46 R\$/kWh. Contudo, comparando com a primeira alternativa de GD, de 5 MWp, gerou um lucro menor, sendo seu investimento inicial 2,175 vezes superior. A justificativa desse resultado é que a parte de ACR do sistema gera prejuízos, piorando todos indicadores econômicos. Face a esse resultado, constata-se que a alternativa é relativamente inviável.

Deve-se destacar que a geração fotovoltaica flutuante (FVF) é uma aplicação incipiente no Brasil, carecendo de estudos empíricos com dados sobre o desempenho da FVF nas condições climatológicas brasileiras que confeririam maior acurácia à simulação. Além disso, para este estudo, foi utilizada uma aproximação conservadora a partir de um estudo sobre resfriamento relativo dos módulos, cujas conclusões eram limitadas a três pontos de operação do módulo. Sobre a análise financeira, ressalta-se que os indicadores financeiros foram calculados baseados em modelo simplificado que não permite inferências estatísticas acerca dos valores estimados, nem dos parâmetros iniciais.

Para estudos futuros, dadas as observações acima, recomenda-se: (1) estudar empiricamente o desempenho de módulos fotovoltaicos flutuantes sob condições climatológicas brasileiras, para, assim, proporcionar a estudos futuros dados mais fidedignos ao contexto local; (2) utilizar modelos econométricos mais eficazes, que permitam uma análise probabilística dos resultados e parâmetros envolvidos no estudo financeiro; (3) fazer o dimensionamento da parte de corrente alternada da usina; (4) Estudar o impacto das propostas na curva de demanda e, portanto, na demanda contratada pela UnB; (5) estudar a necessidade de reforço na rede decorrente da implantação das usinas propostas.

Referências

- [1] Rosa-Clot, Marco e Giuseppe Marco Tina: *Submerged and Floating Photovoltaic Systems Modelling, Design and Case Studies*, volume 1. Academic Press, 2018. x, 6, 7, 10, 13, 14, 15, 18, 19, 67
- [2] SOLARGIS: *Solar resource maps of world*. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>, acesso em 2019-22-11. x, 8
- [3] Souza, Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de: *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, volume 2. Instituto Espacial de Pesquisas Espaciais (INPE), 2017. x, 9
- [4] Smets, Arno HM, Klaus Jager, Olindo Isabella, René ACMM van Swaaij e Miro Zeman: *Solar Energy - The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*, volume 1. UIT Cambridge, 2016. x, 7, 8, 10, 11, 17
- [5] Tavares Pinho, João e Marco Antonio Galdino (organizadores): *Manual de Engenharia para Sistema Fotovoltaicos*, volume 1. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), 2014. x, 8, 14, 51
- [6] Choi, Young Kwan: *A study on power generation analysis of floating pv system considering environmental impact*. International Journal of Software Engineering and Its Applications, 8(1):75–84, 2014. x, 18, 19
- [7] Ciel&Terre: *Manual do usuário - 60 células. tecnologia hydrelío eco & comfort configuração classic v2*, 2017. xi, 19
- [8] Greener: *Estudo estratégico mercado fotovoltaico de geração distribuída 1o semestre 2019*, 2019. xi, 23, 24
- [9] Azmi, Mohd Syahriman Mohd, Mohd Yusof Hj. Othman, Mohd Hafidz Hj. Ruslan, Kamaruzzaman Sopian e Zafri Azran Abdul Majid: *Study on electrical power output of floating photovoltaic and conventional photovoltaic*. AIP Conference Proceedings, 2013. xiv, 18, 58, 59
- [10] International Energy Agency (IEA): *IEA statistics browser*, 2019. <https://www.iea.org/statistics/>, acesso em 2019-22-11. 1
- [11] International (IRENA): *Renewable power generation costs in 2018*. 2, 67, 68

- [12] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): *Climate change 2014 synthesis report*, 2014. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf, acesso em 2019-22-10. 3
- [13] Greener: *Oportunidades do setor fotovoltaico - 2019*, 2019. 3, 24
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): *Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída*, 2019. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877, acesso em 2019-22-10. 3, 23
- [15] Empresa de Pesquisa Energética (EPE): *Balanço Energético Nacional 2019*, 2019. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>, acesso em 2019-22-10. 3, 24
- [16] Ciel&Terre: *Yamakura dam – 13,744 kwp – the largest plant in japan*. <https://www.cieletterre.us/project/yamakura-dam-13744-kwp-largest-plant-japan/>, acesso em 2019-22-11. 3, 20
- [17] Strangueto, Karina Maretti: *Estimativa do potencial brasileiro de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidroelétricas*. Doutorado em engenharia mecânica, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), Campinas, 2016. 4, 20, 21
- [18] Villalva, Marcelo Gradella: *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações Sistemas Isolados e Conectados à Rede*, volume 2. Érica, 2017. 10, 12, 16, 53
- [19] International Finance Corporation (IFC): *Utility-scale solar photovoltaic power plants: A project developer's guide*, 2015. https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/publications/publications_utility-scale+solar+photovoltaic+power+plants, acesso em 2019-22-10. 16, 38, 54
- [20] G1: *Inaugurada 1ª etapa de usina solar flutuante em reservatório da bahia*. <https://g1.globo.com/ba/bahia/noticia/2019/08/05/inaugurada-1a-etapa-de-usina-solar-flutuante-em-reservatorio-da-bahia.ghtml>, acesso em 2019-22-11. 20
- [21] São Paulo, Portal do Governo do Estado de: *São paulo abriga primeira usina solar flutuante do brasil*. <http://www.saopaulo.sp.gov.br/ultimas-noticias/sao-paulo-abriga-primeira-usina-solar-flutuante-do-brasil/>, acesso em 2019-22-11. 20
- [22] Energia, Ambiente e: *Uhe de balbina recebe equipamentos para montagem de usina solar flutuante*. <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2017/10/eletronorte-recebe-equipamentos-para-instalacao-de-usina-solar-flutuante/32911>, acesso em 2019-22-11. 21

- [23] Galdino, Marco Antonio Esteves e Marta Maria de Almeida Olivieri: *Some remarks about the deployment of floating pv systems in brasil*. Journal of Electrical Engineering, 5:10–19, 2017. 21
- [24] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): *Resolução normativa nº 482/12*, 2012. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, acesso em 2019-11-13. 22
- [25] Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL): *Manual de tarifação de energia elétrica*, 2011. 24
- [26] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): *Entenda o mercado e a ccee*, 2019. <https://www.ccee.org.br>, acesso em 2019-22-10. 26
- [27] Puccini, Ernesto Coutinho: *Matemática financeira e análise de investimentos*, 2016. 26, 27, 28
- [28] Walter Short, Daniel J. Packey, Thomas Holt: *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*, 2016. 29
- [29] Universidade de Brasília (UnB): *Relatório de gestão 2018*, 2019. http://www.dpo.unb.br/index.php?option=com_content&view=article&id=46&Itemid=816, acesso em 2019-22-10. 30
- [30] National Renewable Energy Laboratory (NREL): *NSRDB Data Viewer*, 2019. <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%26f69KzE%255Bv%255D%3Dt%26f69KzE%255Bd%255D%3D1&bL=clight&cE=0&lR=0&mC=4.740675384778373%2C22.8515625&zL=2>, acesso em 2019-22-10. 34, 46
- [31] Kerekes, Tamas, Eftichis Koutroulis, Dezso Séra, Remus Teodorescu e Markos Katsanevakis: *An optimization method for designing large pv plants*. IEE Journal of Photovoltaics, 3(2):814–822, 2013. 34, 35, 37, 54
- [32] Valentini, Massimo, Alin Raducu, Dezso Séra e Remus Teodorescu: *Pv inverter test setup for european efficiency, static and dynamic mppt efficiency evaluation*. International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2018. 34, 54
- [33] Yang, Hong Tzer, Chao Ming Huang, Yann Chang Huang e Yi Shiang Pai: *A weather-based hybrid method for 1-day ahead hourly forecasting of pv power output*. Transactions on Sustainable Energy, 5(3):917–926, 2014. 36
- [34] Gregório, Juliano Vieira: *Modelagem do Sistema Elétrico do Campus Darcy Ribeiro da UnB para Avaliação da Inserção de Sistemas Fotovoltaicos*. Bacharelado em engenharia elétrica, Universidade de Brasília (UnB), Brasília, 2017. 47
- [35] Verma, Ashish e Shivya Singhal: *Solar pv performance parameter and recommendation for optimization of performance in large-scale grid connected pv plant*. Journal of Energy and Power Sources, 2(1):40–53, 2015. 54
- [36] Greener: *Strategic study utility scale brazilian pv market 2019*, 2019. 67, 76

- [37] Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL): *O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica edição 2019*, 2019. 67
- [38] Mello Duarte, Mariana de: *Análise Técnico-econômica acerca da Implementação de geração solar fotovoltaica no centro de ensino médio de taguatinga norte*. Bacharelado em engenharia elétrica, Universidade de Brasília (UnB), Brasília, 2016. 69, 70, 85
- [39] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): *Confira vídeo sobre análise da revisão da norma de geração distribuída*, 2019. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/confira-video-sobre-analise-da-revisao-da-norma-de-geracao-distribuida/656877?inheritRedirect=false, acesso em 2019-22-10. 93

A Algoritmo para Dimensionamento e Simulação de Sistema Fotovoltaico

Algoritmo para Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico

O código a seguir é parte do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) de Pedro Henrique Borges da Silva para obtenção de bacharelado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília, intitulado: *Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de Geração da Energia Elétrica Consumida pela UNB através de Fonte Limpa e Renovável*.

O código foi desenvolvido em MATLAB e é baseado nas fórmulas matemáticas utilizadas em artigo publicado de Kerekes et al., "An Optimization Method for Designing Large PV Plants" (IEEE Journal of Photovoltaics vol. 3, no. 2, pp. 814-822).

O uso desse documento para fins didáticos é livre e qualquer dúvida ou sugestão é bem-vinda. O email do autor é pedro.borges.96@gmail.com

0 - Dados necessários para dimensionamento:

```
clc
clear all

% Pinst: potência instalada inicial da usina (MW)
Pinst = 5;
% Matriz de módulos
module = [1 2];
% Matriz de inversores
inverter = [1 2];
```

Informações do módulo;

- **Módulo 1:** Canadian Solar CS3U-360P (usado neste trabalho)
- **Módulo 2:** Canadian Solar CS6U-315P

```
% Pmstc: potência a STC do módulo (W)
Pmstc = [360 315];
% Vmmax: máxima tensão de MPP do módulo (V)
Vmmax = [39.6 36.6];
% Vocmax: máxima tensão de circuito aberto do módulo (V)
Vocmax = [47.0 45.1];
% Immax: máxima corrente de MPP do módulo (A)
Immax = [9.10 8.61];
% Imsc: corrente de curto-circuito do módulo (A)
Imsc = [9.67 9.18];
% len: comprimento do módulo (m)
len = [2.000 1.960];
% wid: largura do módulo(m)
wid = [0.992 0.992];
% NOCT: temperatura de operação da célula (°C)
NOCT = [45 47];
% Coeficiente de temperatura (%/C)
gama = [0.38 0.41];
```

Informações dos inversores

- **Inversor 1:** SG125HV Sungrow (usado neste trabalho)
- **Inversor 2:** XP500-HV TL KACO

```
% Vimax: máxima tensão MPP de entrada do inversor (V)
Vimax = [1450 830];
% Vimin: mínima tensão MPP de entrada do inversor (V)
Vimin = [860 550];
% Vdcmax: máxima tensão DC permitida pelo inversor (V)
Vdcmax = [1500 1000];
% Idcmax: máxima corrente contínua de entrada do inversor (A)
Idcmax = [148 1091];
% Ef_mpp: eficiência de MPP do inversor (%)
Ef_mpp = 99;
% Pisc: potência de consumo próprio do inversor (W)
Pisc = [4 110];
% Pina: máxima potência permitida do inversor (W)
Pina = [125*1e3 500*1e3];
% ninv: eficiência de conversão de potência do inversor (%)
ninv = [98.9 98.7];

%Outros dados necessários
% time: vetor de horas (1 ano)
time = linspace(0, 8759, 8760);
% Tamb: temperatura ambiente (°C)
Tamb = xlsread('brasil_15.793400_-47.882293_psmv3_60_tmy.xlsx', 'J4:J8763');
% Gt: irradiação solar incidente no plano inclinado (GII) (W/m2)
Gt = xlsread('brasil_15.793400_-47.882293_psmv3_60_tmy.xlsx', 'V4:V8763');
% GHI: irradiação solar incidente no plano horizontal (GHI) (W/m2)
GHI = xlsread('brasil_15.793400_-47.882293_psmv3_60_tmy.xlsx', 'W4:W8763');
% df: coeficiente de perdas por poeira (%)
df = 6.9;
% Sp: coeficiente de perdas por sombreamento (%)
Sp = 3;
% Vdrop_dc: coeficiente de perda devido a queda de tensão no cabo DC (%)
Vdrop_dc = 1.5;
% Mis: coeficiente de perdas por incompatibilidade (mismatch) (%)
Mis = 2;
% nt: eficiência das interconexões do transformador (%)
nt = 99;
% ncable: eficiência das conexões dos cabos AC (%)
ncable = 99.5;
% EAF: Energy Availability Factor (%)
EAF = 99.5;
```

1 - Cálculo inicial de quantidade de módulos

Etapla necessária quando dimensionamento parte de uma potência inicial estimada

```
for i=1:length(module)
```

```

% Nm: Quantidade de inicial módulos fv
Nm(i) = Pinst*10^6/Pmstc(i);
Nm(i) = ceil(Nm(i));
% Am: Área do módulo (m^2)
Am(i) = len(i)*wid(i);
% Aconj: Área do conjunto de módulos (km^2)
Aconj(i) = Am(i)*Nm(i)*1e-6;
end

```

2 - Cálculo da quantidade máxima de módulos em série e em paralelo

Observação sobre matrizes:

- linha: inversor
- coluna: módulo

```

for i=1:length(inverter)
    for j=1:length(module)
        Vmid(i) = (Vimax(i)+Vimin(i))/2;
        % Nsmax: número máximo de módulos em série
        Nsmax(i,j) = floor(Vmid(i)/Vmmax(j));
        while Nsmax(i,j)*Vocmax(j) > Vdcmax(i)
            Nsmax(i,j) = Nsmax(i,j) - 1;
        end
        % Npmax: número máximo de módulos em paralelo
        Npmax(i,j) = floor(Idcmax(i)/Immax(j));
    end
end
end

```

3 - Quantidade de inversores

```

% Cálculos necessários quando dimensionamento parte de uma potência inicial estimada
% Ni(1,1) = ceil(Nm(1)/(Nsmax(1,1) * Npmax(1,1)));
% Ni(1,2) = ceil(Nm(2)/(Nsmax(1,2) * Npmax(1,2)));
% Ni(2,1) = ceil(Nm(1)/(Nsmax(2,1) * Npmax(2,1)));
% Ni(2,2) = ceil(Nm(2)/(Nsmax(2,2) * Npmax(2,2)));

Ni = 1;

```

4 - Quantidades finais de módulos em série e paralelo

```

% Nm: número final de módulos
Nm_final(1,1) = Nsmax(1,1)*Npmax(1,1)*Ni;
Nm_final(1,2) = Nsmax(1,2)*Npmax(1,2)*Ni;
Nm_final(2,1) = Nsmax(2,1)*Npmax(2,1)*Ni;
Nm_final(2,2) = Nsmax(2,2)*Npmax(2,2)*Ni;

% Am_total: área final (km^2)
Am_total(1,1) = Am(1)*Nm_final(1,1)*1e-6;

```



```

Am_total(1,2) = Am(2)*Nm_final(1,2)*1e-6;
Am_total(2,1) = Am(1)*Nm_final(2,1)*1e-6;
Am_total(2,2) = Am(2)*Nm_final(2,2)*1e-6;

% Pins_final: potência instalada final (MWp)
Pins_final(1,1) = Nm_final(1,1)*Pmstc(1)*1e-6;
Pins_final(1,2) = Nm_final(1,2)*Pmstc(2)*1e-6;
Pins_final(2,1) = Nm_final(2,1)*Pmstc(1)*1e-6;
Pins_final(2,2) = Nm_final(2,2)*Pmstc(2)*1e-6;

```

5 - Potência entregue por módulo fotovoltaico

```

for i =1:length(time)
    for j=1:length(module)
        % Tm: temperatura do módulo (°C)
        Tm(i,j) = Tamb(i)+(Gt(i)/800)*(NOCT(j)-20);
        % Pm_mpp: potência MPP de cada módulo (W)
        % Pm_mpp_tot: energia MPP gerada pelo módulo em um ano (Wh)
        Pm_mpp(i,j) = Pmstc(j)*(Gt(i)/1000)*(1-((gama(j)/100)*(Tm(i,j)-25)));
        Pm_mpp_tot = sum(Pm_mpp);
        % Pm: potência real de cada módulo (W)
        % Pm_tot: energia gerada pelo módulo em um ano (Wh)
        Pm(i,j) = (1-(df/100))*(1-(Sp/100))*Pm_mpp(i,j);
        Pm_tot = sum(Pm);
        % Pm_perdas: perdas de potência em cada módulo (W)
        % Pm_perdas_tot: perdas energéticas no módulo ao longo de um ano (Wh)
        Pm_perdas(i,j) = Pm_mpp(i,j)-Pm(i,j);
        Pm_perdas_tot = Pm_mpp_tot-Pm_tot;
    end
end

```

6 - Potência do arranjo

```

% Pinx: potência de cada arranjo de módulos conectados a um inversor (W)
% Pinx_tot: energia entregue pelo inversor em um ano (Wh)
Pin1 = Nsmax(1,1)*Npmax(1,1)*(Ef_mpp/100)*(1-(Vdrop_dc/100))*(1-(Mis/100))*Pm(:,1);
Pin_tot1 = sum(Pin1);
Pin2 = Nsmax(1,2)*Npmax(1,2)*(Ef_mpp/100)*(1-(Vdrop_dc/100))*(1-(Mis/100))*Pm(:,2);
Pin_tot2 = sum(Pin2);
Pin3 = Nsmax(2,1)*Npmax(2,1)*(Ef_mpp/100)*(1-(Vdrop_dc/100))*(1-(Mis/100))*Pm(:,1);
Pin_tot3 = sum(Pin3);
Pin4 = Nsmax(2,2)*Npmax(2,2)*(Ef_mpp/100)*(1-(Vdrop_dc/100))*(1-(Mis/100))*Pm(:,2);
Pin_tot4 = sum(Pin4);

```

7 - Potência do inversor

```

% Pox: potência de saída do inversor (W)
% Pix_perdas: perdas de potência no inversor (W)
% Pix_perdas_pot: perdas energéticas o inversor em um ano (Wh)

```

```

for i = 1:length(Pin1)
    if Pin1(i) < Pisc(1)
        Po1(i) = 0;
    else
        if Pin1(i) <= Pina(1)
            Po1(i) = (ninv(1)/100)*Pin1(i);
        else
            Po1(i) = (ninv(1)/100)*Pina(1);
        end
    end
    Pi1_perdas(i) = Pin1(i)-Po1(i);
    Pi1_perdas_tot = sum(Pi1_perdas);
end

for i = 1:length(Pin2)
    if Pin2(i) < Pisc(1)
        Po2(i) = 0;
    else
        if Pin2(i) <= Pina(1)
            Po2(i) = (ninv(1)/100)*Pin2(i);
        else
            Po2(i) = (ninv(1)/100)*Pina(1);
        end
    end
    Pi2_perdas(i) = Pin2(i)-Po2(i);
    Pi2_perdas_tot = sum(Pi2_perdas);
end

for i = 1:length(Pin3)
    if Pin3(i) < Pisc(2)
        Po3(i) = 0;
    else
        if Pin3(i) <= Pina(2)
            Po3(i) = (ninv(2)/100)*Pin3(i);
        else
            Po3(i) = (ninv(2)/100)*Pina(2);
        end
    end
    Pi3_perdas(i) = Pin3(i)-Po3(i);
    Pi3_perdas_tot = sum(Pi3_perdas);
end

for i = 1:length(Pin4)
    if Pin4(i) < Pisc(2)
        Po4(i) = 0;
    else
        if Pin4(i) <= Pina(2)
            Po4(i) = (ninv(2)/100)*Pin4(i);
        else
            Po4(i) = (ninv(2)/100)*Pina(2);
        end
    end
    Pi4_perdas(i) = Pin4(i)-Po4(i);

```

```

    Pi4_perdas_tot = sum(Pi4_perdas);
end

% Pox_tot: energia entregue pelo inversor em um ano (Wh)
Po1_tot = sum(Po1);
Po2_tot = sum(Po2);
Po3_tot = sum(Po3);
Po4_tot = sum(Po4);

```

8 - Potência da usina

```

% Pplantx: potência que usina pode injetar na rede (W)
% Pplantx_tot: potência que usina pode injetar na rede em um ano (MWh)
Pplant1 = (nt/100)*(ncable/100)*Po1*Ni*1e-6;
Pplant1_tot = sum(Pplant1);
Pplant2 = (nt/100)*(ncable/100)*Po2*Ni*1e-6;
Pplant2_tot = sum(Pplant2);
Pplant3 = (nt/100)*(ncable/100)*Po3*Ni*1e-6;
Pplant3_tot = sum(Pplant3);
Pplant4 = (nt/100)*(ncable/100)*Po4*Ni*1e-6;
Pplant4_tot = sum(Pplant4);

```

9 - Produção anual de energia

```

% Eplantx: potencial produção de energia da usina em 1 ano (MWh)
% Eplantx_tot: produção de energia da usina em 1 ano (MWh)
deltatime = 1;
Eplant1 = (EAF/100)*Pplant1*deltatime;
Eplant1_tot = sum(Eplant1);
Eplant2 = (EAF/100)*Pplant2*deltatime;
Eplant2_tot = sum(Eplant2);
Eplant3 = (EAF/100)*Pplant3*deltatime;
Eplant3_tot = sum(Eplant3);
Eplant4 = (EAF/100)*Pplant4*deltatime;
Eplant4_tot = sum(Eplant4);

```

10 - Parâmetros de Performance

- Fator de Capacidade (CF - Capacity Factor);
- Fator de Performance (PR - Performance Ratio);
- Produção Específica (SY - Specific Yield).

```

for i=1:length(time)
    for j=1:length(module)
        P_pr(i,j) = Pmstc(j)*(Gt(i)/1000);
        P_pr_tot = sum(P_pr);
    end
end

```

% PR: Fator de Performance

```
PR(1,1) = (Eplant1_tot*1e6/(Nsmx(1,1)*Npmax(1,1)*Ni*P_pr_tot(1,1)))*100;  
PR(1,2) = (Eplant2_tot*1e6/(Nsmx(1,2)*Npmax(1,2)*Ni*P_pr_tot(1,2)))*100;  
PR(2,1) = (Eplant3_tot*1e6/(Nsmx(2,1)*Npmax(2,1)*Ni*P_pr_tot(1,1)))*100;  
PR(2,2) = (Eplant4_tot*1e6/(Nsmx(2,2)*Npmax(2,2)*Ni*P_pr_tot(1,2)))*100;
```

% CF: Fator de Capacidade

```
CF(1,1) = Eplant1_tot/(Pins_final(1,1)*8760)*100;  
CF(1,2) = Eplant2_tot/(Pins_final(1,2)*8760)*100;  
CF(2,1) = Eplant3_tot/(Pins_final(2,1)*8760)*100;  
CF(2,2) = Eplant4_tot/(Pins_final(2,2)*8760)*100;
```

%SY: Produção Específica

```
SY(1,1) = Eplant1_tot/(Pins_final(1,1));  
SY(1,2) = Eplant2_tot/(Pins_final(1,2));  
SY(2,1) = Eplant3_tot/(Pins_final(2,1));  
SY(2,2) = Eplant4_tot/(Pins_final(2,2));
```

B Diagrama Unifilar da Usina Fotovoltaica Modular e Memorial de Cálculo

LEGENDA	
	- CABOS CC
	- DISJUNTOR CC
	- INTERRUPTOR SECCIONADOR
	- SECCIONADOR
	- MÓDULO FOTOVOLTAICO 360 Wp
	- INVERSOR CC/CA 125 kW 1 MPPT

<p>PROJETO DE SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICO MODULAR CONECTADO A REDE</p> <p>AUTOR: Pedro Henrique Borges da Silva</p> <p>DATA: 20/11/2019</p> <p>DESCRIÇÃO: Projeto da parte de corrente contínua (CC) de sistema modular de geração de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica usando módulos de tecnologia policristalina. O sistema é composto por 464 módulos de 360Wp, conectados em um arranjo de 16 strings de 29 módulos, totalizando 167,040 kWp de potência instalada</p>	<p>NOTAS:</p> <p>O presente projeto é parte integrante de trabalho de conclusão de curso (TCC) do autor, intitulado: "Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de Geração da Energia Elétrica Consumida pela Universidade de Brasília através de Energia Solar Fotovoltaica". O sistema modular dimensionado é parte componente de propostas de usina solar de grande porte determinadas no trabalho. Para mais detalhes, consultar texto.</p>
---	---

ARRANJO FOTOVOLTAICO 167,040 kWp

464 MÓDULOS:

29 MÓDULOS EM SÉRIE

16 STRINGS EM PARALELO

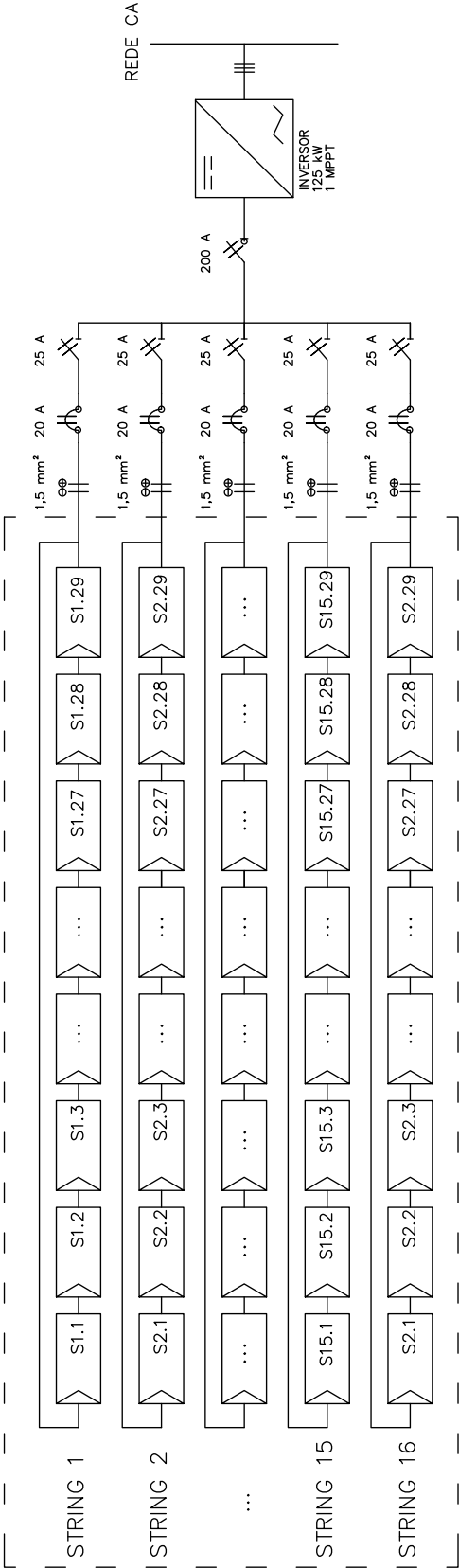


Tabela B.1: Memorial de cálculo de dimensionamento de proteção de sobrecorrente, de seccionamento e cabeamento do circuito CC

Proteção de Sobrecorrente		
Teste:	$(N_p - 1)I_{sc} > I_{max}$	
Resultado:	145,05 A	SIM
Cálculo de I_n para a série fotovoltaica		
$1,5I_{sc} = 14,505A$	$1,5I_{sc} < I_n < 2,4I_{sc}$	
$2,4I_{sc} = 23,208A$	$I_n < I_{max}$	
$I_{max} = 30A$	Escolhido:	$I_{prot} = 20A$
Cálculo de I_n para arranjo fotovoltaico		
<i>Não é necessário</i>		
Seccionamento		
Série (recomendado seccionador):		
Com proteção de sobrecorrente		
$I_n > I_{prot} = 20A$	Escolhido:	$I_n = 25A$
Arranjo (necessário interruptor/seccionador):		
Sem proteção de sobrecorrente		
$I_n > 1,25I_{sc} = 193,4A$	Escolhido:	$I_n = 200A$
Seção do cabo		
Arranjo		
$I_{sc,arranjo} = 16I_{sc}$	154,72A	
$I_{\#cabo} = 1,25I_{sc,arranjo}$	193,4A	
Tabela B.3 NBR 5410		
seção	Cap. de corrente	Resistência
70 mm ²	196 – 291A	0,353Ω/km
DDP		
$R \cdot Distância \cdot I_{mp} \cdot N_{paralelo} \cdot 2$	$Distância = 0,2km$	20,55872V
$V_{mp} \cdot N_{serie}$	1148,4V	
ddp%	1,790%	
Série		
I_{sc}	9,67A	
$I_{\#cabo} = 1,25I_{sc}$	12,0875A	
Tabela B.3 NBR 5410		
seção	Cap. de corrente	Resistência
1,5mm ²	19 – 27A	10,469Ω/km
DDP		
$R \cdot Distância \cdot I_{mp} \cdot 2$	$Distância = 0,12km$	22,864296V
$V_{mp} \cdot N_{serie}$	1148,4V	
ddp%	1,991%	

**C Planta Baixa de Usina
Fotovoltaica Flutuante e Plantas de
Ocupação do Lago Paranoá**

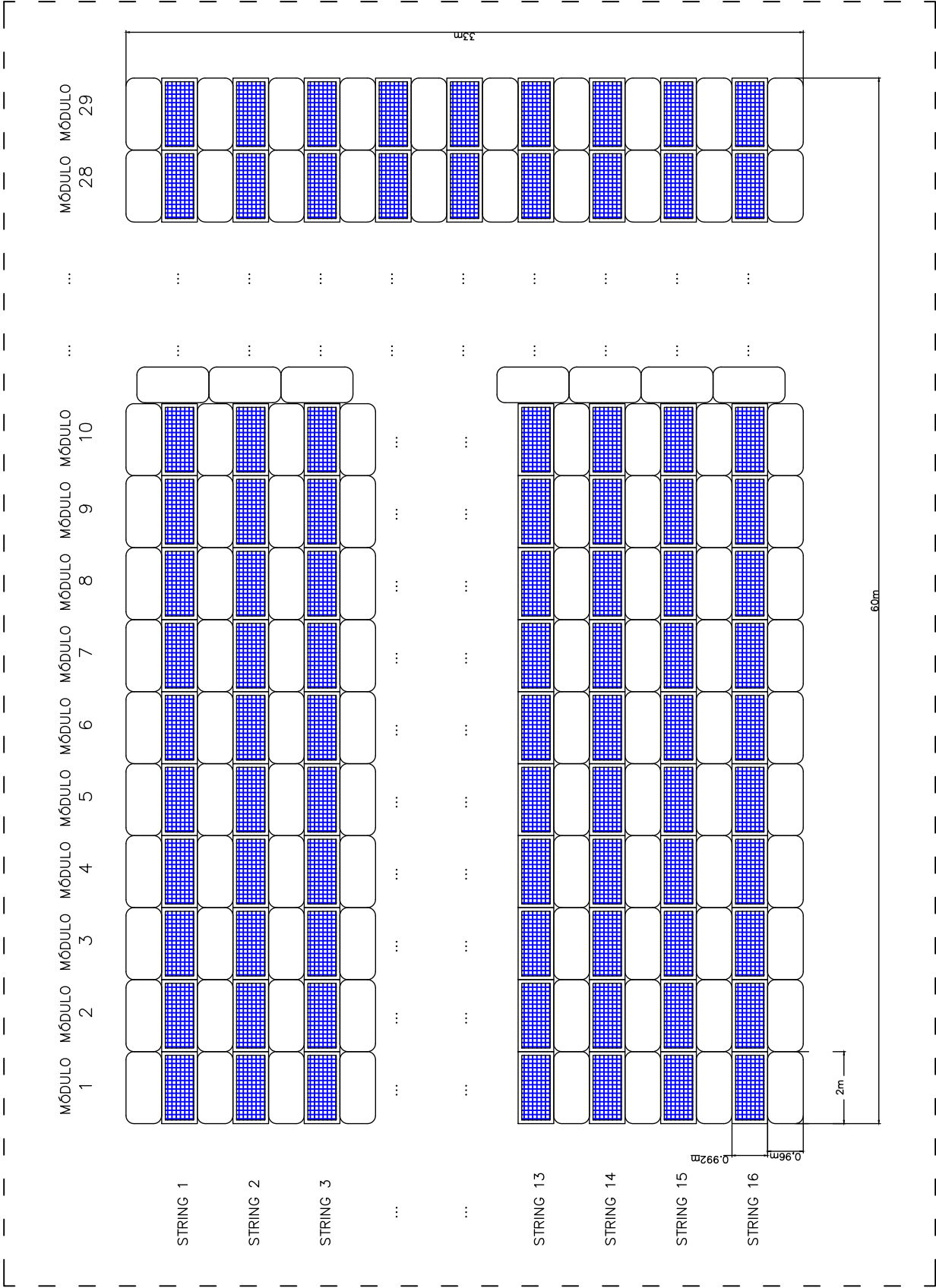
ÁREA DA USINA MODULAR: 33x60 = 1980m²

LEGENDA

- ESTRUTURA FLUTUANTE
2,00x0,960m

- MÓDULO FOTOVOLTAICO
2,00x0,992m

DIMENSIONAMENTO ESPACIAL DE ARRANJO FOTOVOLTAICO DE SISTEMA MODULAR CONECTADO A REDE	
AUTOR:	Pedro Henrique Borges da Silva
DATA:	20/11/2019
DESCRIÇÃO:	Projeto de estrutura e distribuição espacial do arranjo fotovoltaico de sistema modular de geração de energia elétrica O sistema é composto por 464 módulos de 2,00x0,992m conectados em um arranjo de 16 strings de 29 módulos, totalizando 920,570 m ² de área de módulos e 1980 m ² de área total do sistema
NOTAS:	O presente projeto é parte integrante de trabalho de conclusão de curso (TCC) do autor, intitulado: "Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de Geração da Energia Elétrica Consumida pela Universidade de Brasília através de Energia Solar Fotovoltaica". O sistema modular dimensionado é parte componente de propostas de usina solar de grande porte determinadas no trabalho. Para mais detalhes, consultar texto.



FVF UnB

Representação de usina flutuante no Lago Paranoá

Legenda

UFVF 6,68 MWp
18560 módulos
40 inversores

Google Earth

Imagem © 2013 Google Technologies

500 m



FVF UnB

Representação de usina flutuante no Lago Paranoá

Legenda

UFVF 14,53 MWp
40368 módulos
87 inversores

Google Earth

Imagem © 2013 Google Technologies

500 m



D Fluxos de Caixa das Alternativas de Usinas Solares Fotovoltaicas Estudadas

Tabela D.1: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 1 - 6,68 MWp, cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 31.720.558,58					-R\$ 31.720.558,58	-R\$ 31.720.558,58	-R\$ 31.720.558,58
1		-R\$ 2.383.363,27	-R\$ 317.205,59		R\$ 6.562.051,37	R\$ 3.861.483,51	R\$ 3.591.622,53	-R\$ 28.128.936,05
2		-R\$ 2.288.028,74	-R\$ 328.085,74		R\$ 6.732.832,69	R\$ 4.116.720,22	R\$ 3.561.429,54	-R\$ 24.567.506,52
3		-R\$ 2.192.694,21	-R\$ 339.339,08		R\$ 6.907.609,43	R\$ 4.375.579,14	R\$ 3.520.829,94	-R\$ 21.046.676,57
4		-R\$ 2.097.359,68	-R\$ 350.978,41		R\$ 7.086.454,73	R\$ 4.638.120,65	R\$ 3.471.267,24	-R\$ 17.575.409,33
5		-R\$ 2.002.025,14	-R\$ 363.016,97		R\$ 7.269.442,10	R\$ 4.904.404,98	R\$ 3.414.041,81	-R\$ 14.161.367,53
6		-R\$ 1.906.690,61	-R\$ 375.468,45		R\$ 7.456.645,25	R\$ 5.174.492,19	R\$ 3.350.323,53	-R\$ 10.811.044,00
7		-R\$ 1.811.356,08	-R\$ 388.347,02		R\$ 7.648.138,12	R\$ 5.448.442,01	R\$ 3.281.163,31	-R\$ 7.529.880,69
8		-R\$ 1.716.021,55	-R\$ 401.667,32		R\$ 7.843.994,72	R\$ 5.726.313,85	R\$ 3.207.503,68	-R\$ 4.322.377,01
9		-R\$ 1.620.687,02	-R\$ 415.444,51		R\$ 8.044.289,13	R\$ 6.008.166,60	R\$ 3.130.188,45	-R\$ 1.192.188,56
10		-R\$ 1.525.352,49	-R\$ 429.694,26		R\$ 8.249.095,36	R\$ 6.294.058,61	R\$ 3.049.971,65	R\$ 1.857.783,09
11		-R\$ 1.430.017,96	-R\$ 444.432,77		R\$ 8.458.487,27	R\$ 6.584.047,54	R\$ 2.967.525,64	R\$ 4.825.308,72
12		-R\$ 1.334.683,43	-R\$ 459.676,81		R\$ 8.672.538,48	R\$ 6.878.190,24	R\$ 2.883.448,55	R\$ 7.708.757,28
13		-R\$ 1.239.348,90	-R\$ 475.443,73	-R\$ 3.442.260,13	R\$ 8.891.322,28	R\$ 3.734.282,52	R\$ 1.456.068,13	R\$ 9.164.825,41
14		-R\$ 1.144.014,37	-R\$ 491.751,45		R\$ 9.114.911,50	R\$ 7.479.159,68	R\$ 2.712.463,06	R\$ 11.877.288,47
15		-R\$ 1.048.679,84	-R\$ 508.618,52		R\$ 9.343.378,38	R\$ 7.786.095,02	R\$ 2.626.438,46	R\$ 14.503.726,93
16		-R\$ 953.345,31	-R\$ 526.064,14		R\$ 9.576.794,49	R\$ 8.097.401,05	R\$ 2.540.561,32	R\$ 17.044.288,25
17		-R\$ 858.010,78	-R\$ 544.108,14		R\$ 9.815.230,56	R\$ 8.413.128,64	R\$ 2.455.150,18	R\$ 19.499.438,43
18		-R\$ 762.676,25	-R\$ 562.771,05		R\$ 10.058.756,33	R\$ 8.733.327,04	R\$ 2.370.482,53	R\$ 21.869.920,96
19		-R\$ 667.341,71	-R\$ 582.074,09		R\$ 10.307.440,46	R\$ 9.058.043,65	R\$ 2.286.798,75	R\$ 24.156.719,71
20		-R\$ 572.007,18	-R\$ 602.039,24		R\$ 10.561.350,28	R\$ 9.387.323,86	R\$ 2.204.305,79	R\$ 26.361.025,50
21		-R\$ 476.672,65	-R\$ 622.689,18		R\$ 10.820.551,72	R\$ 9.721.210,89	R\$ 2.123.180,45	R\$ 28.484.205,94
22		-R\$ 381.338,12	-R\$ 644.047,42		R\$ 11.085.109,06	R\$ 10.059.745,52	R\$ 2.043.572,44	R\$ 30.527.778,39
23		-R\$ 286.003,59	-R\$ 666.138,25		R\$ 11.355.084,76	R\$ 10.402.965,92	R\$ 1.965.607,14	R\$ 32.493.385,52
24		-R\$ 190.669,06	-R\$ 688.986,79		R\$ 11.630.539,27	R\$ 10.750.907,42	R\$ 1.889.388,07	R\$ 34.382.773,60
25		-R\$ 95.334,53	-R\$ 712.619,04		R\$ 11.911.530,82	R\$ 11.103.602,26	R\$ 1.814.999,23	R\$ 36.197.772,83

Tabela D.2: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 1 - 6,68 MWp, cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 31.720.558,58					-R\$ 31.720.558,58	-R\$ 31.720.558,58	-R\$ 31.720.558,58
1		-R\$ 1.191.681,63	-R\$ 317.205,59		R\$ 6.562.051,37	R\$ 5.053.165,15	R\$ 4.700.023,12	-R\$ 27.020.535,46
2		-R\$ 1.144.014,37	-R\$ 328.085,74		R\$ 6.732.832,69	R\$ 5.260.734,58	R\$ 4.551.131,62	-R\$ 22.469.403,85
3		-R\$ 1.096.347,10	-R\$ 339.339,08		R\$ 6.907.609,43	R\$ 5.471.926,24	R\$ 4.403.010,70	-R\$ 18.066.393,15
4		-R\$ 1.048.679,84	-R\$ 350.978,41		R\$ 7.086.454,73	R\$ 5.686.800,49	R\$ 4.256.121,33	-R\$ 13.810.271,82
5		-R\$ 1.001.012,57	-R\$ 363.016,97		R\$ 7.269.442,10	R\$ 5.905.417,56	R\$ 4.110.864,11	-R\$ 9.699.407,71
6		-R\$ 953.345,31	-R\$ 375.468,45		R\$ 7.456.645,25	R\$ 6.127.837,49	R\$ 3.967.585,11	-R\$ 5.731.822,60
7		-R\$ 905.678,04	-R\$ 388.347,02		R\$ 7.648.138,12	R\$ 6.354.120,06	R\$ 3.826.581,17	-R\$ 1.905.241,43
8		-R\$ 858.010,78	-R\$ 401.667,32		R\$ 7.843.994,72	R\$ 6.584.324,62	R\$ 3.688.104,77	R\$ 1.782.863,34
9		-R\$ 810.343,51	-R\$ 415.444,51		R\$ 8.044.289,13	R\$ 6.818.510,11	R\$ 3.552.308,47	R\$ 5.335.231,81
10		-R\$ 762.676,25	-R\$ 429.694,26		R\$ 8.249.095,36	R\$ 7.056.734,86	R\$ 3.419.548,91	R\$ 8.754.780,72
11		-R\$ 715.008,98	-R\$ 444.432,77		R\$ 8.458.487,27	R\$ 7.299.056,52	R\$ 3.289.790,54	R\$ 12.044.571,26
12		-R\$ 667.341,71	-R\$ 459.676,81		R\$ 8.672.538,48	R\$ 7.545.531,95	R\$ 3.163.208,99	R\$ 15.207.780,25
13		-R\$ 619.674,45	-R\$ 475.443,73	-R\$ 3.442.260,13	R\$ 8.891.322,28	R\$ 4.353.956,97	R\$ 1.697.691,05	R\$ 16.905.471,29
14		-R\$ 572.007,18	-R\$ 491.751,45		R\$ 9.114.911,50	R\$ 8.051.166,87	R\$ 2.919.912,62	R\$ 19.825.383,92
15		-R\$ 524.339,92	-R\$ 508.618,52		R\$ 9.343.378,38	R\$ 8.310.434,94	R\$ 2.803.311,01	R\$ 22.628.694,93
16		-R\$ 476.672,65	-R\$ 526.064,14		R\$ 9.576.794,49	R\$ 8.574.073,70	R\$ 2.690.117,46	R\$ 25.318.812,39
17		-R\$ 429.005,39	-R\$ 544.108,14		R\$ 9.815.230,56	R\$ 8.842.134,03	R\$ 2.580.344,11	R\$ 27.899.156,51
18		-R\$ 381.338,12	-R\$ 562.771,05		R\$ 10.058.756,33	R\$ 9.114.665,16	R\$ 2.473.988,94	R\$ 30.373.145,45
19		-R\$ 333.670,86	-R\$ 582.074,09		R\$ 10.307.440,46	R\$ 9.391.714,50	R\$ 2.371.037,48	R\$ 32.744.182,93
20		-R\$ 286.003,59	-R\$ 602.039,24		R\$ 10.561.350,28	R\$ 9.673.327,46	R\$ 2.271.464,37	R\$ 35.015.647,30
21		-R\$ 238.336,33	-R\$ 622.689,18		R\$ 10.820.551,72	R\$ 9.959.547,22	R\$ 2.175.234,77	R\$ 37.190.882,07
22		-R\$ 190.669,06	-R\$ 644.047,42		R\$ 11.085.109,06	R\$ 10.250.414,58	R\$ 2.082.305,63	R\$ 39.273.187,70
23		-R\$ 143.001,80	-R\$ 666.138,25		R\$ 11.355.084,76	R\$ 10.545.907,72	R\$ 1.992.626,87	R\$ 41.265.814,57
24		-R\$ 95.334,53	-R\$ 688.986,79		R\$ 11.630.539,27	R\$ 10.846.241,95	R\$ 1.906.142,37	R\$ 43.171.956,94
25		-R\$ 47.667,27	-R\$ 712.619,04		R\$ 11.911.530,82	R\$ 11.151.269,52	R\$ 1.822.790,94	R\$ 44.994.747,89

Tabela D.3: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 1 - 6,68 MWp, cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 31.720.558,58					-R\$ 31.720.558,58	-R\$ 31.720.558,58	-R\$ 31.720.558,58
1			-R\$ 317.205,59		R\$ 6.562.051,37	R\$ 6.244.846,78	R\$ 5.808.423,71	-R\$ 25.912.134,87
2			-R\$ 328.085,74		R\$ 6.732.832,69	R\$ 6.404.748,95	R\$ 5.540.833,70	-R\$ 20.371.301,18
3			-R\$ 339.339,08		R\$ 6.907.609,43	R\$ 6.568.273,35	R\$ 5.285.191,45	-R\$ 15.086.109,72
4			-R\$ 350.978,41		R\$ 7.086.454,73	R\$ 6.735.480,33	R\$ 5.040.975,42	-R\$ 10.043.134,30
5			-R\$ 363.016,97		R\$ 7.269.442,10	R\$ 6.906.430,13	R\$ 4.807.686,41	-R\$ 5.237.447,89
6			-R\$ 375.468,45		R\$ 7.456.645,25	R\$ 7.081.182,80	R\$ 4.584.846,68	-R\$ 652.601,21
7			-R\$ 388.347,02		R\$ 7.648.138,12	R\$ 7.259.798,10	R\$ 4.371.999,02	R\$ 3.719.397,82
8			-R\$ 401.667,32		R\$ 7.843.994,72	R\$ 7.442.335,40	R\$ 4.168.705,87	R\$ 7.888.103,69
9			-R\$ 415.444,51		R\$ 8.044.289,13	R\$ 7.628.853,62	R\$ 3.974.548,49	R\$ 11.862.652,18
10			-R\$ 429.694,26		R\$ 8.249.095,36	R\$ 7.819.411,10	R\$ 3.789.126,17	R\$ 15.651.778,34
11			-R\$ 444.432,77		R\$ 8.458.487,27	R\$ 8.014.065,50	R\$ 3.612.055,45	R\$ 19.263.833,80
12			-R\$ 459.676,81		R\$ 8.672.538,48	R\$ 8.212.873,67	R\$ 3.442.969,42	R\$ 22.706.803,22
13			-R\$ 475.443,73	-R\$ 3.442.260,13	R\$ 8.891.322,28	R\$ 4.973.631,42	R\$ 1.939.313,96	R\$ 24.646.117,18
14			-R\$ 491.751,45		R\$ 9.114.911,50	R\$ 8.623.174,05	R\$ 3.127.362,18	R\$ 27.773.479,36
15			-R\$ 508.618,52		R\$ 9.343.378,38	R\$ 8.834.774,86	R\$ 2.980.183,57	R\$ 30.753.662,93
16			-R\$ 526.064,14		R\$ 9.576.794,49	R\$ 9.050.746,35	R\$ 2.839.673,61	R\$ 33.593.336,54
17			-R\$ 544.108,14		R\$ 9.815.230,56	R\$ 9.271.139,42	R\$ 2.705.538,05	R\$ 36.298.874,58
18			-R\$ 562.771,05		R\$ 10.058.756,33	R\$ 9.496.003,29	R\$ 2.577.495,36	R\$ 38.876.369,94
19			-R\$ 582.074,09		R\$ 10.307.440,46	R\$ 9.725.385,36	R\$ 2.455.276,21	R\$ 41.331.646,15
20			-R\$ 602.039,24		R\$ 10.561.350,28	R\$ 9.959.331,05	R\$ 2.338.622,95	R\$ 43.670.269,11
21			-R\$ 622.689,18		R\$ 10.820.551,72	R\$ 10.197.883,54	R\$ 2.227.289,09	R\$ 45.897.558,19
22			-R\$ 644.047,42		R\$ 11.085.109,06	R\$ 10.441.083,64	R\$ 2.121.038,82	R\$ 48.018.597,02
23			-R\$ 666.138,25		R\$ 11.355.084,76	R\$ 10.688.969,51	R\$ 2.019.646,60	R\$ 50.038.243,62
24			-R\$ 688.986,79		R\$ 11.630.539,27	R\$ 10.941.576,48	R\$ 1.922.896,67	R\$ 51.961.140,29
25			-R\$ 712.619,04		R\$ 11.911.530,82	R\$ 11.198.936,79	R\$ 1.830.582,65	R\$ 53.791.722,94

Tabela D.4: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 2 - 14,53 MWp, cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91					-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1		-R\$ 5.183.815,11	-R\$ 689.922,15		R\$ 5.615.728,90	-R\$ 258.007,35	-R\$ 239.976,43	-R\$ 69.232.191,34
2		-R\$ 4.976.462,50	-R\$ 713.586,48		R\$ 5.761.881,62	R\$ 71.834,64	R\$ 62.145,10	-R\$ 69.170.046,24
3		-R\$ 4.769.109,90	-R\$ 738.062,50		R\$ 5.911.453,56	R\$ 404.284,17	R\$ 325.309,12	-R\$ 68.844.737,12
4		-R\$ 4.561.757,29	-R\$ 763.378,04		R\$ 6.064.507,34	R\$ 739.376,01	R\$ 553.364,59	-R\$ 68.291.372,53
5		-R\$ 4.354.404,69	-R\$ 789.561,91		R\$ 6.221.105,84	R\$ 1.077.144,25	R\$ 749.818,89	-R\$ 67.541.553,64
6		-R\$ 4.147.052,09	-R\$ 816.643,88		R\$ 6.381.312,17	R\$ 1.417.622,21	R\$ 917.866,50	-R\$ 66.623.687,14
7		-R\$ 3.939.699,48	-R\$ 844.654,76		R\$ 6.545.189,59	R\$ 1.760.842,34	R\$ 1.060.415,30	-R\$ 65.563.271,84
8		-R\$ 3.732.346,88	-R\$ 873.626,42		R\$ 6.712.801,44	R\$ 2.106.836,14	R\$ 1.180.110,78	-R\$ 64.383.161,06
9		-R\$ 3.524.994,27	-R\$ 903.591,81		R\$ 6.884.211,12	R\$ 2.455.634,04	R\$ 1.279.358,22	-R\$ 63.103.802,84
10		-R\$ 3.317.641,67	-R\$ 934.585,01		R\$ 7.059.481,96	R\$ 2.807.265,28	R\$ 1.360.343,15	-R\$ 61.743.459,69
11		-R\$ 3.110.289,06	-R\$ 966.641,27		R\$ 7.238.677,17	R\$ 3.161.757,83	R\$ 1.425.050,07	-R\$ 60.318.409,62
12		-R\$ 2.902.936,46	-R\$ 999.797,07		R\$ 7.421.859,77	R\$ 3.519.138,24	R\$ 1.475.279,65	-R\$ 58.843.129,97
13		-R\$ 2.695.583,86	-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 7.609.092,45	-R\$ 3.607.484,30	-R\$ 1.406.627,09	-R\$ 60.249.757,06
14		-R\$ 2.488.231,25	-R\$ 1.069.559,40		R\$ 7.800.437,56	R\$ 4.242.660,91	R\$ 1.538.683,69	-R\$ 58.711.073,37
15		-R\$ 2.280.878,65	-R\$ 1.106.245,29		R\$ 7.995.956,92	R\$ 4.608.847,99	R\$ 1.554.676,07	-R\$ 57.156.397,30
16		-R\$ 2.073.526,04	-R\$ 1.144.189,50		R\$ 8.195.711,77	R\$ 4.978.012,23	R\$ 1.561.852,41	-R\$ 55.594.544,90
17		-R\$ 1.866.173,44	-R\$ 1.183.435,20		R\$ 8.399.762,64	R\$ 5.350.171,01	R\$ 1.561.306,60	-R\$ 54.033.238,29
18		-R\$ 1.658.820,83	-R\$ 1.224.027,03		R\$ 8.608.169,23	R\$ 5.725.339,37	R\$ 1.554.025,96	-R\$ 52.479.212,33
19		-R\$ 1.451.468,23	-R\$ 1.266.011,15		R\$ 8.820.990,28	R\$ 6.103.529,89	R\$ 1.540.900,56	-R\$ 50.938.311,77
20		-R\$ 1.244.115,63	-R\$ 1.309.435,34		R\$ 9.038.283,42	R\$ 6.484.752,46	R\$ 1.522.731,88	-R\$ 49.415.579,88
21		-R\$ 1.036.763,02	-R\$ 1.354.348,97		R\$ 9.260.105,06	R\$ 6.869.014,07	R\$ 1.500.240,71	-R\$ 47.915.339,17
22		-R\$ 829.410,42	-R\$ 1.400.803,14		R\$ 9.486.510,22	R\$ 7.256.318,67	R\$ 1.474.074,35	-R\$ 46.441.264,82
23		-R\$ 622.057,81	-R\$ 1.448.850,69		R\$ 9.717.552,35	R\$ 7.646.666,85	R\$ 1.444.813,25	-R\$ 44.996.451,57
24		-R\$ 414.705,21	-R\$ 1.498.546,26		R\$ 9.953.283,19	R\$ 8.040.055,72	R\$ 1.412.977,04	-R\$ 43.583.474,53
25		-R\$ 207.352,60	-R\$ 1.549.946,40		R\$ 10.193.752,56	R\$ 8.436.478,56	R\$ 1.379.030,13	-R\$ 42.204.444,40

Tabela D.5: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 2 - 14,53 MWp, cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91					-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1		-R\$ 2.591.907,55	-R\$ 689.922,15		R\$ 5.615.728,90	R\$ 2.333.900,20	R\$ 2.170.794,85	-R\$ 66.821.420,06
2		-R\$ 2.488.231,25	-R\$ 713.586,48		R\$ 5.761.881,02	R\$ 2.560.065,89	R\$ 2.214.747,13	-R\$ 64.606.672,93
3		-R\$ 2.384.554,95	-R\$ 738.062,50		R\$ 5.911.453,56	R\$ 2.788.839,12	R\$ 2.244.052,26	-R\$ 62.362.620,67
4		-R\$ 2.280.878,65	-R\$ 763.378,04		R\$ 6.064.507,34	R\$ 3.020.254,65	R\$ 2.260.422,23	-R\$ 60.102.198,44
5		-R\$ 2.177.202,34	-R\$ 789.561,91		R\$ 6.221.105,84	R\$ 3.254.346,59	R\$ 2.265.407,40	-R\$ 57.836.791,04
6		-R\$ 2.073.526,04	-R\$ 816.643,88		R\$ 6.381.312,17	R\$ 3.491.148,25	R\$ 2.260.410,43	-R\$ 55.576.380,61
7		-R\$ 1.969.849,74	-R\$ 844.654,76		R\$ 6.545.189,59	R\$ 3.730.692,08	R\$ 2.246.699,14	-R\$ 53.329.681,47
8		-R\$ 1.866.173,44	-R\$ 873.626,42		R\$ 6.712.801,44	R\$ 3.973.009,58	R\$ 2.225.418,16	-R\$ 51.104.263,30
9		-R\$ 1.762.497,14	-R\$ 903.591,81		R\$ 6.884.211,12	R\$ 4.218.131,18	R\$ 2.197.599,76	-R\$ 48.906.663,54
10		-R\$ 1.658.820,83	-R\$ 934.585,01		R\$ 7.059.481,96	R\$ 4.466.086,12	R\$ 2.164.173,69	-R\$ 46.742.489,85
11		-R\$ 1.555.144,53	-R\$ 966.641,27		R\$ 7.238.677,17	R\$ 4.716.902,37	R\$ 2.125.976,25	-R\$ 44.616.513,60
12		-R\$ 1.451.468,23	-R\$ 999.797,07		R\$ 7.421.859,77	R\$ 4.970.606,47	R\$ 2.083.758,59	-R\$ 42.532.755,01
13		-R\$ 1.347.791,93	-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 7.609.092,45	-R\$ 2.259.692,38	-R\$ 881.097,25	-R\$ 43.413.852,26
14		-R\$ 1.244.115,63	-R\$ 1.069.559,40		R\$ 7.800.437,56	R\$ 5.486.776,54	R\$ 1.989.886,48	-R\$ 41.423.965,78
15		-R\$ 1.140.439,32	-R\$ 1.106.245,29		R\$ 7.995.956,92	R\$ 5.749.287,31	R\$ 1.939.373,88	-R\$ 39.484.591,91
16		-R\$ 1.036.763,02	-R\$ 1.144.189,50		R\$ 8.195.711,77	R\$ 6.014.775,25	R\$ 1.887.137,03	-R\$ 37.597.454,88
17		-R\$ 933.086,72	-R\$ 1.183.435,20		R\$ 8.399.762,64	R\$ 6.283.257,73	R\$ 1.833.603,41	-R\$ 35.763.851,47
18		-R\$ 829.410,42	-R\$ 1.224.027,03		R\$ 8.608.169,23	R\$ 6.554.749,79	R\$ 1.779.152,41	-R\$ 33.984.699,06
19		-R\$ 725.734,11	-R\$ 1.266.011,15		R\$ 8.820.990,28	R\$ 6.829.264,01	R\$ 1.724.119,80	-R\$ 32.260.579,26
20		-R\$ 622.057,81	-R\$ 1.309.435,34		R\$ 9.038.283,42	R\$ 7.106.810,27	R\$ 1.668.801,80	-R\$ 30.591.777,46
21		-R\$ 518.381,51	-R\$ 1.354.348,97		R\$ 9.260.105,06	R\$ 7.387.395,58	R\$ 1.613.458,86	-R\$ 28.978.318,60
22		-R\$ 414.705,21	-R\$ 1.400.803,14		R\$ 9.486.510,22	R\$ 7.671.023,87	R\$ 1.558.319,04	-R\$ 27.419.999,55
23		-R\$ 311.028,91	-R\$ 1.448.850,69		R\$ 9.717.552,35	R\$ 7.957.695,76	R\$ 1.503.581,16	-R\$ 25.916.418,39
24		-R\$ 207.352,60	-R\$ 1.498.546,26		R\$ 9.953.283,19	R\$ 8.247.408,32	R\$ 1.449.417,64	-R\$ 24.467.000,75
25		-R\$ 103.676,30	-R\$ 1.549.946,40		R\$ 10.193.732,56	R\$ 8.540.154,86	R\$ 1.395.977,10	-R\$ 23.071.023,64

Tabela D.6: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 2 - 14,53 MWp, cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91					-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1			-R\$ 689.922,15		R\$ 5.615.728,90	R\$ 4.925.807,75	R\$ 4.581.566,14	-R\$ 64.410.648,77
2			-R\$ 713.586,48		R\$ 5.761.881,62	R\$ 5.048.297,14	R\$ 4.367.349,15	-R\$ 60.043.299,62
3			-R\$ 738.062,50		R\$ 5.911.453,56	R\$ 5.173.394,06	R\$ 4.162.795,40	-R\$ 55.880.504,22
4			-R\$ 763.378,04		R\$ 6.064.507,34	R\$ 5.301.133,30	R\$ 3.967.479,88	-R\$ 51.913.024,34
5			-R\$ 789.561,91		R\$ 6.221.105,84	R\$ 5.431.548,94	R\$ 3.780.995,90	-R\$ 48.132.028,44
6			-R\$ 816.643,88		R\$ 6.381.312,17	R\$ 5.564.674,29	R\$ 3.602.954,37	-R\$ 44.529.074,07
7			-R\$ 844.654,76		R\$ 6.545.189,59	R\$ 5.700.541,82	R\$ 3.432.982,98	-R\$ 41.096.091,09
8			-R\$ 873.626,42		R\$ 6.712.801,44	R\$ 5.839.183,02	R\$ 3.270.725,55	-R\$ 37.825.365,54
9			-R\$ 903.591,81		R\$ 6.884.211,12	R\$ 5.980.628,31	R\$ 3.115.841,30	-R\$ 34.709.524,24
10			-R\$ 934.585,01		R\$ 7.059.481,96	R\$ 6.124.906,95	R\$ 2.968.004,23	-R\$ 31.741.520,01
11			-R\$ 966.641,27		R\$ 7.238.677,17	R\$ 6.272.046,90	R\$ 2.826.902,43	-R\$ 28.914.617,59
12			-R\$ 999.797,07		R\$ 7.421.859,77	R\$ 6.422.074,70	R\$ 2.692.237,54	-R\$ 26.222.380,04
13			-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 7.609.092,45	-R\$ 911.900,45	-R\$ 355.567,42	-R\$ 26.577.947,46
14			-R\$ 1.069.559,40		R\$ 7.800.437,56	R\$ 6.730.892,16	R\$ 2.441.089,26	-R\$ 24.136.858,20
15			-R\$ 1.106.245,29		R\$ 7.995.956,92	R\$ 6.889.726,63	R\$ 2.324.071,69	-R\$ 21.812.786,51
16			-R\$ 1.144.189,50		R\$ 8.195.711,77	R\$ 7.051.538,27	R\$ 2.212.421,65	-R\$ 19.600.364,86
17			-R\$ 1.183.435,20		R\$ 8.399.762,64	R\$ 7.216.344,44	R\$ 2.105.900,21	-R\$ 17.494.464,65
18			-R\$ 1.224.027,03		R\$ 8.608.169,23	R\$ 7.384.160,21	R\$ 2.004.278,86	-R\$ 15.490.185,79
19			-R\$ 1.266.011,15		R\$ 8.820.990,28	R\$ 7.554.998,12	R\$ 1.907.339,04	-R\$ 13.582.846,75
20			-R\$ 1.309.435,34		R\$ 9.038.283,42	R\$ 7.728.868,08	R\$ 1.814.871,72	-R\$ 11.767.975,03
21			-R\$ 1.354.348,97		R\$ 9.260.105,06	R\$ 7.905.777,09	R\$ 1.726.677,01	-R\$ 10.041.298,02
22			-R\$ 1.400.803,14		R\$ 9.486.510,22	R\$ 8.085.729,08	R\$ 1.642.563,73	-R\$ 8.398.734,29
23			-R\$ 1.448.850,69		R\$ 9.717.552,35	R\$ 8.268.724,67	R\$ 1.562.349,08	-R\$ 6.836.385,21
24			-R\$ 1.498.546,26		R\$ 9.953.283,19	R\$ 8.454.760,93	R\$ 1.485.858,25	-R\$ 5.350.526,97
25			-R\$ 1.549.946,40		R\$ 10.193.752,56	R\$ 8.643.831,16	R\$ 1.412.924,07	-R\$ 3.937.602,89

Tabela D.7: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 3 - 6,68 MWp de GD + 7,85 MWp em ACR, cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Receita GD	Receita (ACR)	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP Acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91						-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1		-R\$ 5.183.815,11	-R\$ 689.922,15		R\$ 6.618.931,51	R\$ 3.033.784,58	R\$ 3.778.979,83	R\$ 3.514.884,64	-R\$ 65.477.330,27
2		-R\$ 4.976.462,50	-R\$ 713.586,48		R\$ 6.791.193,17	R\$ 3.116.479,35	R\$ 4.217.625,54	R\$ 3.648.724,08	-R\$ 61.828.606,19
3		-R\$ 4.769.109,90	-R\$ 738.062,50		R\$ 6.967.484,88	R\$ 3.201.277,77	R\$ 4.661.593,25	R\$ 3.750.972,52	-R\$ 58.077.633,68
4		-R\$ 4.561.757,29	-R\$ 763.378,04		R\$ 7.147.880,42	R\$ 3.288.226,85	R\$ 5.110.975,94	R\$ 3.825.162,10	-R\$ 54.252.471,57
5		-R\$ 4.354.404,69	-R\$ 789.561,91		R\$ 7.332.453,93	R\$ 3.377.374,36	R\$ 5.565.866,70	R\$ 3.874.496,84	-R\$ 50.377.974,74
6		-R\$ 4.147.052,09	-R\$ 816.643,88		R\$ 7.521.279,77	R\$ 3.468.768,83	R\$ 6.026.358,63	R\$ 3.901.880,69	-R\$ 46.476.094,05
7		-R\$ 3.939.699,48	-R\$ 844.654,76		R\$ 7.714.432,50	R\$ 3.562.459,51	R\$ 6.492.544,77	R\$ 3.909.943,36	-R\$ 42.566.150,69
8		-R\$ 3.732.346,88	-R\$ 873.626,42		R\$ 7.911.986,80	R\$ 3.658.496,40	R\$ 6.964.517,90	R\$ 3.901.064,00	-R\$ 38.665.086,69
9		-R\$ 3.524.994,27	-R\$ 903.591,81		R\$ 8.114.017,37	R\$ 3.756.930,23	R\$ 7.442.370,52	R\$ 3.877.392,85	-R\$ 34.787.693,84
10		-R\$ 3.317.641,67	-R\$ 934.585,01		R\$ 8.320.598,87	R\$ 3.857.812,43	R\$ 7.926.194,62	R\$ 3.840.871,27	-R\$ 30.946.822,58
11		-R\$ 3.110.289,06	-R\$ 966.641,27		R\$ 8.531.805,79	R\$ 3.961.195,15	R\$ 8.416.081,61	R\$ 3.793.249,94	-R\$ 27.153.572,63
12		-R\$ 2.902.936,46	-R\$ 999.797,07		R\$ 8.747.712,41	R\$ 4.067.131,26	R\$ 8.912.122,14	R\$ 3.736.105,69	-R\$ 23.417.466,94
13		-R\$ 2.695.583,86	-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 8.968.392,64	R\$ 4.175.674,27	R\$ 1.927.490,16	R\$ 751.565,26	-R\$ 22.665.901,69
14		-R\$ 2.488.231,25	-R\$ 1.069.559,40		R\$ 9.193.919,94	R\$ 4.286.878,40	R\$ 9.923.021,69	R\$ 3.598.777,26	-R\$ 19.067.124,42
15		-R\$ 2.280.878,65	-R\$ 1.106.245,29		R\$ 9.424.367,18	R\$ 4.400.798,49	R\$ 10.438.056,74	R\$ 3.521.009,39	-R\$ 15.546.115,04
16		-R\$ 2.073.526,04	-R\$ 1.144.189,50		R\$ 9.659.806,55	R\$ 4.517.490,03	R\$ 10.959.597,04	R\$ 3.438.575,92	-R\$ 12.107.539,11
17		-R\$ 1.866.173,44	-R\$ 1.183.435,20		R\$ 9.900.309,39	R\$ 4.637.009,12	R\$ 11.487.726,87	R\$ 3.352.390,76	-R\$ 8.755.148,36
18		-R\$ 1.658.820,83	-R\$ 1.224.027,03		R\$ 10.145.946,06	R\$ 4.759.412,43	R\$ 12.022.528,63	R\$ 3.263.268,85	-R\$ 5.491.879,51
19		-R\$ 1.451.468,23	-R\$ 1.266.011,15		R\$ 10.396.785,79	R\$ 4.884.757,21	R\$ 12.564.082,61	R\$ 3.171.935,30	-R\$ 2.319.944,20
20		-R\$ 1.244.115,63	-R\$ 1.309.435,34		R\$ 10.652.896,52	R\$ 5.013.101,24	R\$ 13.112.466,80	R\$ 3.079.033,69	R\$ 759.089,49
21		-R\$ 1.036.763,02	-R\$ 1.354.348,97		R\$ 10.914.344,73	R\$ 5.144.502,81	R\$ 13.667.756,55	R\$ 2.985.133,62	R\$ 3.744.223,11
22		-R\$ 829.410,42	-R\$ 1.400.803,14		R\$ 11.181.195,26	R\$ 5.279.020,66	R\$ 14.230.024,37	R\$ 2.890.737,70	R\$ 6.634.960,81
23		-R\$ 622.057,81	-R\$ 1.448.850,69		R\$ 11.453.511,12	R\$ 5.416.713,98	R\$ 14.799.339,60	R\$ 2.796.287,89	R\$ 9.431.248,70
24		-R\$ 414.705,21	-R\$ 1.498.546,26		R\$ 11.731.353,28	R\$ 5.557.642,35	R\$ 15.375.768,16	R\$ 2.702.171,25	R\$ 12.133.419,95
25		-R\$ 207.352,60	-R\$ 1.549.946,40		R\$ 12.014.780,48	R\$ 5.701.865,69	R\$ 15.959.372,16	R\$ 2.608.725,31	R\$ 14.742.145,25

Tabela D.8: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 3 - 6,68 MWp de GD + 7,85 MWp em ACR, cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Receita GD	Receita (ACR)	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP Acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91						-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1		-R\$ 2.591.907,55	-R\$ 689.922,15		R\$ 6.618.931,51	R\$ 3.033.784,58	R\$ 6.370.887,38	R\$ 5.925.655,92	-R\$ 63.066.558,99
2		-R\$ 2.488.231,25	-R\$ 713.586,48		R\$ 6.791.193,17	R\$ 3.116.479,35	R\$ 6.705.856,79	R\$ 5.801.326,10	-R\$ 57.265.232,89
3		-R\$ 2.384.554,95	-R\$ 738.062,50		R\$ 6.967.484,88	R\$ 3.201.277,77	R\$ 7.046.148,20	R\$ 5.669.715,66	-R\$ 51.595.517,23
4		-R\$ 2.280.878,65	-R\$ 763.378,04		R\$ 7.147.880,42	R\$ 3.288.226,85	R\$ 7.391.854,59	R\$ 5.532.219,75	-R\$ 46.063.297,48
5		-R\$ 2.177.202,34	-R\$ 789.561,91		R\$ 7.332.453,93	R\$ 3.377.374,36	R\$ 7.743.069,04	R\$ 5.390.085,34	-R\$ 40.673.212,14
6		-R\$ 2.073.526,04	-R\$ 816.643,88		R\$ 7.521.279,77	R\$ 3.468.768,83	R\$ 8.099.884,68	R\$ 5.244.424,62	-R\$ 35.428.787,52
7		-R\$ 1.969.849,74	-R\$ 844.654,76		R\$ 7.714.432,50	R\$ 3.562.459,51	R\$ 8.462.394,51	R\$ 5.096.227,20	-R\$ 30.332.560,32
8		-R\$ 1.866.173,44	-R\$ 873.626,42		R\$ 7.911.986,80	R\$ 3.658.496,40	R\$ 8.830.691,34	R\$ 4.946.371,38	-R\$ 25.386.188,93
9		-R\$ 1.762.497,14	-R\$ 903.591,81		R\$ 8.114.017,37	R\$ 3.756.930,23	R\$ 9.204.867,65	R\$ 4.795.634,39	-R\$ 20.590.554,54
10		-R\$ 1.658.820,83	-R\$ 934.585,01		R\$ 8.320.598,87	R\$ 3.857.812,43	R\$ 9.585.015,45	R\$ 4.644.701,80	-R\$ 15.945.852,74
11		-R\$ 1.555.144,53	-R\$ 966.641,27		R\$ 8.531.805,79	R\$ 3.961.195,15	R\$ 9.971.226,14	R\$ 4.494.176,12	-R\$ 11.451.676,62
12		-R\$ 1.451.468,23	-R\$ 999.797,07		R\$ 8.747.712,41	R\$ 4.067.131,26	R\$ 10.363.590,37	R\$ 4.344.584,64	-R\$ 7.107.091,98
13		-R\$ 1.347.791,93	-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 8.968.392,64	R\$ 4.175.674,27	R\$ 3.275.282,09	R\$ 1.277.095,09	-R\$ 5.829.996,89
14		-R\$ 1.244.115,63	-R\$ 1.069.559,40		R\$ 9.193.919,94	R\$ 4.286.878,40	R\$ 11.167.137,31	R\$ 4.049.980,05	-R\$ 1.780.016,84
15		-R\$ 1.140.439,32	-R\$ 1.106.245,29		R\$ 9.424.367,18	R\$ 4.400.798,49	R\$ 11.578.496,06	R\$ 3.905.707,20	R\$ 2.125.690,36
16		-R\$ 1.036.763,02	-R\$ 1.144.189,50		R\$ 9.659.806,55	R\$ 4.517.490,03	R\$ 11.996.360,06	R\$ 3.763.860,54	R\$ 5.889.550,90
17		-R\$ 933.086,72	-R\$ 1.183.435,20		R\$ 9.900.309,39	R\$ 4.637.009,12	R\$ 12.420.813,59	R\$ 3.624.687,56	R\$ 9.514.238,46
18		-R\$ 829.410,42	-R\$ 1.224.027,03		R\$ 10.145.946,06	R\$ 4.759.412,43	R\$ 12.851.939,04	R\$ 3.488.395,30	R\$ 13.002.633,76
19		-R\$ 725.734,11	-R\$ 1.266.011,15		R\$ 10.396.785,79	R\$ 4.884.757,21	R\$ 13.289.816,73	R\$ 3.355.154,54	R\$ 16.357.788,30
20		-R\$ 622.057,81	-R\$ 1.309.435,34		R\$ 10.652.896,52	R\$ 5.013.101,24	R\$ 13.734.524,61	R\$ 3.225.103,61	R\$ 19.582.891,91
21		-R\$ 518.381,51	-R\$ 1.354.348,97		R\$ 10.914.344,73	R\$ 5.144.502,81	R\$ 14.186.138,06	R\$ 3.098.351,77	R\$ 22.681.243,68
22		-R\$ 414.705,21	-R\$ 1.400.803,14		R\$ 11.181.195,26	R\$ 5.279.020,66	R\$ 14.644.729,57	R\$ 2.974.982,39	R\$ 25.656.226,07
23		-R\$ 311.028,91	-R\$ 1.448.850,69		R\$ 11.453.511,12	R\$ 5.416.713,98	R\$ 15.110.368,51	R\$ 2.855.055,80	R\$ 28.511.281,87
24		-R\$ 207.352,60	-R\$ 1.498.546,26		R\$ 11.731.353,28	R\$ 5.557.642,35	R\$ 15.583.120,76	R\$ 2.738.611,85	R\$ 31.249.893,73
25		-R\$ 103.676,30	-R\$ 1.549.946,40		R\$ 12.014.780,48	R\$ 5.701.865,69	R\$ 16.063.048,47	R\$ 2.625.672,28	R\$ 33.875.566,00

Tabela D.9: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 3 - 6,68 MWp de GD + 7,85 MWp em ACR, cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Receita GD	Receita (ACR)	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP Acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91						-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1			-R\$ 689.922,15		R\$ 6.618.931,51	R\$ 3.033.784,58	R\$ 8.962.794,94	R\$ 8.336.427,20	-R\$ 60.655.787,71
2			-R\$ 713.586,48		R\$ 6.791.193,17	R\$ 3.116.479,35	R\$ 9.194.088,04	R\$ 7.953.928,12	-R\$ 52.701.859,58
3			-R\$ 738.062,50		R\$ 6.967.484,88	R\$ 3.201.277,77	R\$ 9.430.703,15	R\$ 7.588.458,80	-R\$ 45.113.400,78
4			-R\$ 763.378,04		R\$ 7.147.880,42	R\$ 3.288.226,85	R\$ 9.672.733,23	R\$ 7.239.277,39	-R\$ 37.874.123,39
5			-R\$ 789.561,91		R\$ 7.332.453,93	R\$ 3.377.374,36	R\$ 9.920.271,39	R\$ 6.905.673,85	-R\$ 30.968.449,54
6			-R\$ 816.643,88		R\$ 7.521.279,77	R\$ 3.468.708,83	R\$ 10.173.410,72	R\$ 6.586.908,55	-R\$ 24.381.480,99
7			-R\$ 844.654,76		R\$ 7.714.432,50	R\$ 3.562.459,51	R\$ 10.432.244,25	R\$ 6.282.511,04	-R\$ 18.098.969,95
8			-R\$ 873.626,42		R\$ 7.911.986,80	R\$ 3.658.496,40	R\$ 10.696.864,78	R\$ 5.991.678,77	-R\$ 12.107.291,18
9			-R\$ 903.591,81		R\$ 8.114.017,37	R\$ 3.756.930,23	R\$ 10.967.364,79	R\$ 5.713.875,94	-R\$ 6.393.415,24
10			-R\$ 934.585,01		R\$ 8.320.598,87	R\$ 3.857.812,43	R\$ 11.243.836,29	R\$ 5.448.532,34	-R\$ 944.882,90
11			-R\$ 966.641,27		R\$ 8.531.805,79	R\$ 3.961.195,15	R\$ 11.526.370,67	R\$ 5.195.102,29	R\$ 4.250.219,40
12			-R\$ 999.797,07		R\$ 8.747.712,41	R\$ 4.067.131,26	R\$ 11.815.058,60	R\$ 4.953.063,59	R\$ 9.203.282,99
13			-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 8.968.392,64	R\$ 4.175.674,27	R\$ 4.623.074,01	R\$ 1.802.624,93	R\$ 11.005.907,91
14			-R\$ 1.069.559,40		R\$ 9.193.919,94	R\$ 4.286.878,40	R\$ 12.411.252,94	R\$ 4.501.182,84	R\$ 15.507.090,75
15			-R\$ 1.106.245,29		R\$ 9.424.367,18	R\$ 4.400.798,49	R\$ 12.718.935,39	R\$ 4.290.405,01	R\$ 19.797.495,75
16			-R\$ 1.144.189,50		R\$ 9.659.806,55	R\$ 4.517.490,03	R\$ 13.033.123,09	R\$ 4.089.145,16	R\$ 23.886.640,92
17			-R\$ 1.183.435,20		R\$ 9.900.309,39	R\$ 4.637.009,12	R\$ 13.353.900,31	R\$ 3.896.984,36	R\$ 27.783.625,28
18			-R\$ 1.224.027,03		R\$ 10.145.946,06	R\$ 4.759.412,43	R\$ 13.681.349,46	R\$ 3.713.521,75	R\$ 31.497.147,03
19			-R\$ 1.266.011,15		R\$ 10.396.785,79	R\$ 4.884.757,21	R\$ 14.015.550,84	R\$ 3.538.373,78	R\$ 35.035.520,81
20			-R\$ 1.309.435,34		R\$ 10.652.896,52	R\$ 5.013.101,24	R\$ 14.356.582,42	R\$ 3.371.173,53	R\$ 38.406.694,34
21			-R\$ 1.354.348,97		R\$ 10.914.344,73	R\$ 5.144.502,81	R\$ 14.704.519,57	R\$ 3.211.569,92	R\$ 41.618.264,25
22			-R\$ 1.400.803,14		R\$ 11.181.195,26	R\$ 5.279.020,66	R\$ 15.059.434,78	R\$ 3.059.227,08	R\$ 44.677.491,33
23			-R\$ 1.448.850,69		R\$ 11.453.511,12	R\$ 5.416.713,98	R\$ 15.421.397,41	R\$ 2.913.823,72	R\$ 47.591.315,05
24			-R\$ 1.498.546,26		R\$ 11.731.353,28	R\$ 5.557.642,35	R\$ 15.790.473,37	R\$ 2.775.052,45	R\$ 50.366.367,51
25			-R\$ 1.549.946,40		R\$ 12.014.780,48	R\$ 5.701.805,69	R\$ 16.166.724,77	R\$ 2.642.619,25	R\$ 53.008.986,76

Tabela D.10: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 4 - 14,53 MWp de GD (hipotético), cenário de financiamento 1 (fundos 100% de empréstimo)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91					-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1		-R\$ 5.183.815,11	-R\$ 689.922,15		R\$ 14.272.461,72	R\$ 8.398.725,47	R\$ 7.811.777,90	-R\$ 61.180.437,01
2		-R\$ 4.976.462,50	-R\$ 713.586,48		R\$ 14.643.911,10	R\$ 8.953.864,12	R\$ 7.746.107,21	-R\$ 53.434.329,80
3		-R\$ 4.769.109,90	-R\$ 738.062,50		R\$ 15.024.050,50	R\$ 9.516.881,11	R\$ 7.657.802,29	-R\$ 45.776.527,51
4		-R\$ 4.561.757,29	-R\$ 763.378,04		R\$ 15.413.039,05	R\$ 10.087.907,71	R\$ 7.550.002,73	-R\$ 38.226.524,78
5		-R\$ 4.354.404,69	-R\$ 789.561,91		R\$ 15.811.036,56	R\$ 10.667.074,97	R\$ 7.425.536,84	-R\$ 30.800.987,94
6		-R\$ 4.147.052,09	-R\$ 816.643,88		R\$ 16.218.203,42	R\$ 11.254.513,46	R\$ 7.286.949,11	-R\$ 23.514.038,83
7		-R\$ 3.939.699,48	-R\$ 844.654,76		R\$ 16.634.700,40	R\$ 11.850.353,16	R\$ 7.136.525,25	-R\$ 16.377.513,58
8		-R\$ 3.732.346,88	-R\$ 873.626,42		R\$ 17.060.688,52	R\$ 12.454.723,22	R\$ 6.976.315,23	-R\$ 9.401.198,35
9		-R\$ 3.524.994,27	-R\$ 903.591,81		R\$ 17.496.328,86	R\$ 13.067.751,78	R\$ 6.808.154,37	-R\$ 2.593.043,98
10		-R\$ 3.317.641,67	-R\$ 934.585,01		R\$ 17.941.782,40	R\$ 13.689.565,73	R\$ 6.633.682,64	R\$ 4.040.638,66
11		-R\$ 3.110.289,06	-R\$ 966.641,27		R\$ 18.397.209,80	R\$ 14.320.290,47	R\$ 6.454.362,43	R\$ 10.495.001,09
12		-R\$ 2.902.936,46	-R\$ 999.797,07		R\$ 18.862.771,19	R\$ 14.960.049,66	R\$ 6.271.494,69	R\$ 16.766.495,78
13		-R\$ 2.695.583,86	-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 19.338.625,96	R\$ 8.122.049,21	R\$ 3.166.942,23	R\$ 19.933.438,02
14		-R\$ 2.488.231,25	-R\$ 1.069.559,40		R\$ 19.824.932,51	R\$ 16.267.155,86	R\$ 5.899.601,20	R\$ 25.833.039,22
15		-R\$ 2.280.878,65	-R\$ 1.106.245,29		R\$ 20.321.847,98	R\$ 16.934.739,05	R\$ 5.712.497,70	R\$ 31.545.536,92
16		-R\$ 2.073.526,04	-R\$ 1.144.189,50		R\$ 20.829.528,02	R\$ 17.611.828,48	R\$ 5.525.714,96	R\$ 37.071.251,88
17		-R\$ 1.866.173,44	-R\$ 1.183.435,20		R\$ 21.348.126,46	R\$ 18.298.534,82	R\$ 5.339.945,82	R\$ 42.411.197,69
18		-R\$ 1.658.820,83	-R\$ 1.224.027,03		R\$ 21.877.795,02	R\$ 18.994.965,16	R\$ 5.155.793,76	R\$ 47.566.991,46
19		-R\$ 1.451.468,23	-R\$ 1.266.011,15		R\$ 22.418.682,99	R\$ 19.701.222,61	R\$ 4.973.781,65	R\$ 52.540.773,10
20		-R\$ 1.244.115,63	-R\$ 1.309.435,34		R\$ 22.970.936,86	R\$ 20.417.405,90	R\$ 4.794.359,57	R\$ 57.335.132,67
21		-R\$ 1.036.763,02	-R\$ 1.354.348,97		R\$ 23.534.700,00	R\$ 21.143.609,01	R\$ 4.617.912,08	R\$ 61.953.044,75
22		-R\$ 829.410,42	-R\$ 1.400.803,14		R\$ 24.110.112,21	R\$ 21.879.920,65	R\$ 4.444.704,81	R\$ 66.397.809,56
23		-R\$ 622.057,81	-R\$ 1.448.850,69		R\$ 24.697.309,35	R\$ 22.626.423,85	R\$ 4.275.190,42	R\$ 70.672.999,99
24		-R\$ 414.705,21	-R\$ 1.498.546,26		R\$ 25.296.422,92	R\$ 23.383.195,45	R\$ 4.109.414,10	R\$ 74.782.414,09
25		-R\$ 207.352,60	-R\$ 1.549.946,40		R\$ 25.907.579,54	R\$ 24.150.305,53	R\$ 3.947.618,53	R\$ 78.730.032,62

Tabela D.11: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 4 - 14,53 MWp de GD (hipotético), cenário de financiamento 2 (fundos 50% próprios + 50% financiado)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91					-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1		-R\$ 2.591.907,55	-R\$ 689.922,15		R\$ 14.272.461,72	R\$ 10.990.633,02	R\$ 10.222.549,19	-R\$ 58.769.665,72
2		-R\$ 2.488.231,25	-R\$ 713.586,48		R\$ 14.643.911,10	R\$ 11.442.095,37	R\$ 9.898.709,23	-R\$ 48.870.956,49
3		-R\$ 2.384.554,95	-R\$ 738.062,50		R\$ 15.024.050,50	R\$ 11.901.436,06	R\$ 9.576.545,43	-R\$ 39.294.411,06
4		-R\$ 2.280.878,65	-R\$ 763.378,04		R\$ 15.413.039,05	R\$ 12.368.786,36	R\$ 9.257.060,37	-R\$ 30.037.350,69
5		-R\$ 2.177.202,34	-R\$ 789.561,91		R\$ 15.811.036,56	R\$ 12.844.277,31	R\$ 8.941.125,35	-R\$ 21.096.225,34
6		-R\$ 2.073.526,04	-R\$ 816.643,88		R\$ 16.218.203,42	R\$ 13.328.039,50	R\$ 8.629.493,04	-R\$ 12.466.732,30
7		-R\$ 1.969.849,74	-R\$ 844.654,76		R\$ 16.634.700,40	R\$ 13.820.202,90	R\$ 8.322.809,09	-R\$ 4.143.923,21
8		-R\$ 1.866.173,44	-R\$ 873.626,42		R\$ 17.060.688,52	R\$ 14.320.896,66	R\$ 8.021.622,62	R\$ 3.877.699,41
9		-R\$ 1.762.497,14	-R\$ 903.591,81		R\$ 17.496.328,86	R\$ 14.830.248,92	R\$ 7.726.395,91	R\$ 11.604.095,32
10		-R\$ 1.658.820,83	-R\$ 934.585,01		R\$ 17.941.782,40	R\$ 15.348.386,56	R\$ 7.437.513,18	R\$ 19.041.608,50
11		-R\$ 1.555.144,53	-R\$ 966.641,27		R\$ 18.397.209,80	R\$ 15.875.435,00	R\$ 7.155.288,61	R\$ 26.196.897,11
12		-R\$ 1.451.468,23	-R\$ 999.797,07		R\$ 18.862.771,19	R\$ 16.411.517,89	R\$ 6.879.973,64	R\$ 33.076.870,75
13		-R\$ 1.347.791,93	-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 19.338.625,96	R\$ 9.469.841,13	R\$ 3.692.472,07	R\$ 36.769.342,82
14		-R\$ 1.244.115,63	-R\$ 1.069.559,40		R\$ 19.824.932,51	R\$ 17.511.271,48	R\$ 6.350.803,98	R\$ 43.120.146,80
15		-R\$ 1.140.439,32	-R\$ 1.106.245,29		R\$ 20.321.847,98	R\$ 18.075.178,37	R\$ 6.097.195,51	R\$ 49.217.342,31
16		-R\$ 1.036.763,02	-R\$ 1.144.189,50		R\$ 20.829.528,02	R\$ 18.648.591,50	R\$ 5.850.999,58	R\$ 55.068.341,90
17		-R\$ 933.086,72	-R\$ 1.183.435,20		R\$ 21.348.126,46	R\$ 19.231.621,54	R\$ 5.612.242,62	R\$ 60.680.584,51
18		-R\$ 829.410,42	-R\$ 1.224.027,03		R\$ 21.877.795,02	R\$ 19.824.375,58	R\$ 5.380.920,21	R\$ 66.061.504,72
19		-R\$ 725.734,11	-R\$ 1.266.011,15		R\$ 22.418.682,99	R\$ 20.426.956,72	R\$ 5.157.000,89	R\$ 71.218.505,61
20		-R\$ 622.057,81	-R\$ 1.309.435,34		R\$ 22.970.936,86	R\$ 21.039.463,72	R\$ 4.940.429,49	R\$ 76.158.935,10
21		-R\$ 518.381,51	-R\$ 1.354.348,97		R\$ 23.534.700,00	R\$ 21.661.990,52	R\$ 4.731.130,23	R\$ 80.890.065,33
22		-R\$ 414.705,21	-R\$ 1.400.803,14		R\$ 24.110.112,21	R\$ 22.294.625,86	R\$ 4.529.009,50	R\$ 85.419.074,83
23		-R\$ 311.028,91	-R\$ 1.448.850,69		R\$ 24.697.309,35	R\$ 22.937.452,76	R\$ 4.333.958,34	R\$ 89.753.033,17
24		-R\$ 207.352,60	-R\$ 1.498.546,26		R\$ 25.296.422,92	R\$ 23.590.548,05	R\$ 4.145.854,70	R\$ 93.898.887,87
25		-R\$ 103.676,30	-R\$ 1.549.946,40		R\$ 25.907.579,54	R\$ 24.253.981,83	R\$ 3.964.565,50	R\$ 97.863.453,37

Tabela D.12: Diagrama de fluxo de caixa da alternativa 4 - 14,53 MWp de GD (hipotético), cenário de financiamento 3 (fundos 100% próprios)

Período (ano)	Investimento Inicial	Juros do Empréstimo	Custos de O&M	Troca de inversor	Economia Anual	Fluxo de caixa	Valor Presente	VP acumulado
0	-R\$ 68.992.214,91					-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91	-R\$ 68.992.214,91
1			-R\$ 689.922,15		R\$ 14.272.461,72	R\$ 13.582.540,57	R\$ 12.633.320,47	-R\$ 56.358.894,44
2			-R\$ 713.586,48		R\$ 14.643.911,10	R\$ 13.930.326,62	R\$ 12.051.311,25	-R\$ 44.307.583,19
3			-R\$ 738.062,50		R\$ 15.024.050,50	R\$ 14.285.991,01	R\$ 11.495.288,58	-R\$ 32.812.294,61
4			-R\$ 763.378,04		R\$ 15.413.039,05	R\$ 14.649.665,01	R\$ 10.964.118,02	-R\$ 21.848.176,59
5			-R\$ 789.561,91		R\$ 15.811.036,56	R\$ 15.021.479,66	R\$ 10.456.713,85	-R\$ 11.391.462,74
6			-R\$ 816.643,88		R\$ 16.218.203,42	R\$ 15.401.565,54	R\$ 9.972.036,98	-R\$ 1.419.425,76
7			-R\$ 844.654,76		R\$ 16.634.700,40	R\$ 15.790.052,64	R\$ 9.509.092,93	R\$ 8.089.667,16
8			-R\$ 873.626,42		R\$ 17.060.688,52	R\$ 16.187.070,10	R\$ 9.066.930,01	R\$ 17.156.597,17
9			-R\$ 903.591,81		R\$ 17.496.328,86	R\$ 16.592.746,05	R\$ 8.644.637,45	R\$ 25.801.234,62
10			-R\$ 934.585,01		R\$ 17.941.782,40	R\$ 17.007.207,40	R\$ 8.241.343,72	R\$ 34.042.578,34
11			-R\$ 966.641,27		R\$ 18.397.209,80	R\$ 17.430.579,53	R\$ 7.856.214,78	R\$ 41.898.793,13
12			-R\$ 999.797,07		R\$ 18.862.771,19	R\$ 17.862.986,12	R\$ 7.488.452,59	R\$ 49.387.245,71
13			-R\$ 1.034.090,11	-R\$ 7.486.915,79	R\$ 19.338.625,96	R\$ 10.817.633,06	R\$ 4.218.001,90	R\$ 53.605.247,62
14			-R\$ 1.069.559,40		R\$ 19.824.932,51	R\$ 18.755.387,11	R\$ 6.802.006,77	R\$ 60.407.254,39
15			-R\$ 1.106.245,29		R\$ 20.321.847,98	R\$ 19.215.617,69	R\$ 6.481.893,32	R\$ 66.889.147,71
16			-R\$ 1.144.189,50		R\$ 20.829.528,02	R\$ 19.685.354,52	R\$ 6.176.284,20	R\$ 73.065.431,91
17			-R\$ 1.183.435,20		R\$ 21.348.126,46	R\$ 20.164.708,26	R\$ 5.884.539,42	R\$ 78.949.971,33
18			-R\$ 1.224.027,03		R\$ 21.877.795,02	R\$ 20.653.786,00	R\$ 5.606.046,66	R\$ 84.556.017,99
19			-R\$ 1.266.011,15		R\$ 22.418.682,99	R\$ 21.152.690,84	R\$ 5.340.220,13	R\$ 89.896.238,12
20			-R\$ 1.309.435,34		R\$ 22.970.936,86	R\$ 21.661.521,53	R\$ 5.086.499,40	R\$ 94.982.737,52
21			-R\$ 1.354.348,97		R\$ 23.534.700,00	R\$ 22.180.372,03	R\$ 4.844.348,38	R\$ 99.827.085,90
22			-R\$ 1.400.803,14		R\$ 24.110.112,21	R\$ 22.709.331,07	R\$ 4.613.254,19	R\$ 104.440.340,09
23			-R\$ 1.448.850,69		R\$ 24.697.309,35	R\$ 23.248.481,67	R\$ 4.392.726,26	R\$ 108.833.066,35
24			-R\$ 1.498.546,26		R\$ 25.296.422,92	R\$ 23.797.900,65	R\$ 4.182.295,30	R\$ 113.015.361,65
25			-R\$ 1.549.946,40		R\$ 25.907.579,54	R\$ 24.357.658,13	R\$ 3.981.512,47	R\$ 116.996.874,12

I Planilha de Dados de Consumo de Energia Elétrica da Universidade de Brasília

Consumo de energia do ano de 2017														
CONTAS	Consumo/ Demanda	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAIS
UnB /GERAL Identificador: 492.479-7	C.P.Seca/Umido Kwh	154922	142625	136271	229446	183740	217743	178860	180926	192523	207986	184750	184399	2194191
	UFER Ponta	11550	10114	8637	2289	1761	2460	3084	4543	6041	2336	4243	5485	62523
	C.F.P.Seca/Umido Kwh	1501086	1584974	1386028	1880313	1751475	1806800	1538132	1658389	1495720	1723578	1898890	1712530	19937915
	UFER F. Ponta	65082	60303	57680	44419	59907	48737	53540	48113	76527	54563	66939	53171	688981
	D.Ponta	2850	2850	3053	3944	4209	4013	3844	2850	3886	3878	4270	3663	43310
	D.F.Ponta	4178	4178	4239	5050	5115	4804	4428	4000	4762	4796	5679	4938	56167
	F.P. Ponta	85,62%	85,91%	86,52%	91,10%	91,13%	90,97%	90,44%	89,75%	89,20%	90,98%	89,93%	89,34%	1070,88%
	F.P. F. Ponta	88,18%	88,63%	88,32%	89,88%	88,96%	89,58%	88,91%	89,41%	87,52%	89,18%	88,87%	89,23%	1066,65%
	R\$	R\$ 972.157,88	R\$ 959.453,53	R\$ 896.242,33	R\$ 1.272.642,06	R\$ 1.177.909,03	R\$ 1.254.053,59	R\$ 1.021.849,82	R\$ 1.040.436,35	R\$ 1.092.779,79	R\$ 1.191.870,81	R\$ 1.352.286,20	R\$ 1.263.777,38	R\$ 13.495.458,77
	kWh	1573	1469	1962	1871	1642	1499		874	1358	1359	2440	2334	18381
POSTO PM Identificador : 571.454-0	R\$	R\$ 1.193,04	R\$ 1.105,28	R\$ 1.495,82	R\$ 1.420,72	R\$ 1.248,48	R\$ 1.167,32		R\$ 762,91	R\$ 1.064,78	R\$ 1.106,50	R\$ 1.877,39	R\$ 1.823,13	R\$ 14.265,37
FAL Identificador : 466.793-X	C.P.Seca/Umido Kwh	796	998	954	1030	1043	1298	1050	1007	1633	1024	1191	1076	13100
	UFER Ponta	391	235	101	172	252	273	245	253	322	336	377	276	
	C.F.P.Seca/Umido Kwh	9866	9866	10224	11255	12936	12765	12209	11123	14785	12160	11923	11581	140693
	UFER F. Ponta				2155	3488	3137	3368	1518	5509	4113	4509	2316	30113
	Erex					5		4						9
	Demanda Contratada	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	66	65	781
	F.P.	61,70%	74,47%	83,19%	78,84%	74,10%	76,01%	74,59%	73,53%	76,85%	69,27%	69,88%	73,22%	885,64%
	R\$	R\$ 7.254,40	R\$ 7.459,75	R\$ 7.639,83	R\$ 8.998,98	R\$ 10.192,48	R\$ 10.600,10	R\$ 9.616,87	R\$ 8.807,74	R\$ 12.771,65	R\$ 10.346,16	R\$ 11.236,57	R\$ 9.974,54	R\$ 114.899,07
	kWh	100	100	100	100	Não Vêlo	100		100	100	100	100	100	1000
	R\$	R\$ 63,46	R\$ 62,27	R\$ 67,85	R\$ 65,78		R\$ 64,31		R\$ 66,84	R\$ 64,25	R\$ 71,43	R\$ 69,32	R\$ 69,70	R\$ 366.251,00
CELÂNDIA NPJ. Identificador: 474.104-8	kWh	1120	1290	1290	1710	1380	1420			1370	1310	1290	1210	13390
R\$	R\$ 873,11	R\$ 1.036,53	R\$ 1.021,17	R\$ 1.286,34	R\$ 1.086,76	R\$ 1.095,34			R\$ 1.067,86	R\$ 1.062,59	R\$ 1.080,99	R\$ 1.003,85	R\$ 10.614,54	
E.E. BIOLOGIA Identificador: 466.508-2	C.P.Seca/Umido Kwh	1123	1123	663	983	840	1335	1708	1607	1466	1388	1577	920	14733
	UFER Ponta	676	676	214	397	362	348	434	403	399	411	355	275	
	C.F.P.Seca/Umido Kwh	14465	14465	8124	12852	13160	13596	20364	19294	18952	19803	21429	11087	187591
	UFER F. Ponta	4621	4621	1883	3299	3173	2517	2141	2009	3065	3077	2969	2391	35766
	Demanda Contratada	90	90	96	90	90	90	90	90	90	96	100	90	1102
	F.P.	57,43%	57,43%	69,55%	65,53%	64,29%	72,98%	73,36%	73,55%	72,32%	70,98%	75,10%	70,83%	823,35%

		R\$	R\$ 11.234,82	R\$ 11.657,58	R\$ 7.115,98	0 (estorno devido a erro da CEB)	R\$ 7.035,15	R\$ 10.930,00	R\$ 13.424,78	R\$ 13.586,30	R\$ 13.649,75	R\$ 14.076,57	R\$ 15.262,21	R\$ 9.845,37	R\$ 127.618,51	
		C.P.Seca/Umido Kwh	1272	1282	1192	1676	1517	1588	1616	1470	1601	1496	1828	1335	17873	
		UFER Ponta	105	113	66	65	65	58	48	73	9	45	37	61		
HVET Identificador: 673.751-x		C.F.P.Seca/Umid o Kwh	15675	16564	13865	19139	19001	17907	15954	17101	14607	18324	23250	19282	210669	
		UFER F. Ponta	526	511	395	438	604	473	414	472	315	437	433	436	5454	
		Demanda Contratada	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	100	98	1148	
		F.P.													0,00%	
		R\$	R\$ 10.697,95	R\$ 10.997,68	R\$ 9.729,76	R\$ 12.866,08	R\$ 12.402,70	R\$ 12.363,11	R\$ 10.722,94	R\$ 11.754,19	R\$ 10.580,62	R\$ 12.356,13	R\$ 17.519,86	R\$ 15.815,09	R\$ 147.806,11	
C.O.LIMPICO Identificador: 466.513-9		C.P.Seca/Umido Kwh	7577	7259	6815	10494	7597	10349	9312	9367	11140	9971	8868	8081	106830	
		UFER Ponta	526	369	284	313	231	166	156	279	232	239	270	211	3276	
		C.F.P.Seca/Umid o Kwh	56478	55001	51052	70467	66494	64939	61988	62714	75318	67742	69796	59796	761785	
		UFER F. Ponta	2914	2054	1754	1605	1906	1003	1317	2225	1590	1656	2048	1320	21392	
		D.F.Ponta	179	169	185	195	200	193	184	201	203	200	202	202	2313	
		Demanda Contratada	179	169	185					201	203	203	200	202	1541	
		F.P. Ponta	86,03%	87,55%	88,32%	89,34%	89,29%	90,55%	90,48%	89,34%	90,12%	89,85%	89,28%	89,66%	1069,80%	
		F.P. F. Ponta	87,49%	88,69%	88,94%	89,95%	89,44%	90,60%	90,09%	88,85%	90,10%	89,80%	89,38%	90,01%	1073,33%	
UnB/Ceilândia Identificador: 1.013.616-0		R\$	R\$ 41.281,96	R\$ 38.089,46	R\$ 36.481,11	R\$ 50.602,23	R\$ 44.257,80	R\$ 48.207,51	R\$ 44.781,29	R\$ 48.683,09	R\$ 56.358,59	R\$ 51.638,07	R\$ 50.130,83	R\$ 45.967,16	R\$ 556.479,10	
		C.P.Seca/Umido Kwh	287	287	298	350	336	318	282	284	337	393	385	345	3902	
		C.F.P.Seca/Umid o Kwh	3123	3293	3770	5044	4174	4090	4090	3064	2821	4006	4561	4974	4171	47091
		kW	25	22	28	32	32	35	35	23		28	26			251
UnB/Ceilândia Identificador: 1.048.333-0		Demanda Contratada	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	37	35	422	
		F.P.													0,00%	
		R\$	R\$ 2.486,13	R\$ 2.877,28	R\$ 3.216,84	R\$ 3.766,99	R\$ 3.248,52	R\$ 3.312,85	R\$ 2.764,96	R\$ 2.596,61	R\$ 3.195,28	R\$ 3.656,25	R\$ 4.072,66	R\$ 3.535,64	R\$ 38.730,01	
ADE C.J.LT 01 Centro Metropolitano Ceilândia – DF Identificador: 1.414.317-8		kWh		desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada		
		R\$	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	desligada	R\$ 0,00	
		C.P.Seca/Umido Kwh	2654	2344	2250	3507	3159	3580	3502	3284	3395	4042	3090	2972	37779	
		UFER Ponta	5	12	3						2					22
		C.F.P.Seca/Umid o Kwh	23966	25680	22703	31367	28626	30730	27098	25295	31663	32012	32836	30200	342176	
		UFER F. Ponta	68	37	53	6	14	9	37	80	25	8	12	21	370	
		D.Ponta Kw	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1800	
		D.F.Ponta Kw	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1800	

